

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

| Тема работы   |
|---|
| <b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2960 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b> |

УДК 622.143:622.243.22(24:181m2960):622.323(571.12)

Студент

| Группа | ФИО                          | Подпись | Дата |
|--------|------------------------------|---------|------|
| З-2Б4Б | Колесников Игорь Геннадьевич |         |      |

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО                             | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------------------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент    | Минаев Константин<br>Мадестович | К.Т.Н                     |         |      |

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность         | ФИО                       | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-------------------|---------------------------|---------------------------|---------|------|
| Ст. преподаватель | Романюк Вера<br>Борисовна |                           |         |      |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность         | ФИО                            | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-------------------|--------------------------------|---------------------------|---------|------|
| Ст. преподаватель | Черемискина<br>Мария Сергеевна |                           |         |      |

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Руководитель ООП  | ФИО                           | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-------------------|-------------------------------|---------------------------|---------|------|
| Ст. преподаватель | Максимова Юлия<br>Анатольевна |                           |         |      |

Инженерная школа природных ресурсов  
 Специальность Нефтегазовое дело 21.03.01  
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
Максимова Ю.А.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

|                     |
|---------------------|
| Бакалаврской работы |
|---------------------|

Студенту:

| Группа | ФИО                          |
|--------|------------------------------|
| 3-2Б4Б | Колесников Игорь Геннадьевич |

Тема работы:

|  |
|--|
| Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2960 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область) |
| Утверждена приказом директора (дата, номер)  |

|  |  |
|--|--|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: |  |
|--|--|

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

|   |  |
|---|--|
| <b>Исходные данные к работе</b>   | Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Красноярский край), с ожидаемым притоком $Q = 50 \text{ м}^3/\text{сутки}$   |
| <b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> | <b>Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины;</b><br><b>Обоснование конструкции скважины</b> (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины);<br><b>- Углубление скважины:</b><br>(Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, |

|  |   |
|--|---|
|  | <p>расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна;</p> <p><b>Проектирование процессов заканчивания скважин</b><br/>(Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин);</p> <p><b>- Выбор буровой установки.</b><br/><b>- Технологии строительства многоствольных и многозабойных скважин</b></p> |
|--|---|

#### **Перечень графического материала**

(с точным указанием обязательных чертежей)

1. Геолого-технический наряд
2. Компоновка бурильной колонны

#### **Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

(с указанием разделов)

| Раздел  | Консультант                                    |
|---|--|
| Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | к.э.н, доцент, Романюк Вера Борисовна          |
| Социальная ответственность                                      | Ст. преподаватель, Черемискина Мария Сергеевна |

#### **Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

**1. Общая и геологическая часть**

**2. Технологическая часть**

**3. Технологии строительства многоствольных и многозабойных скважин**

**4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

**5. Социальная ответственность**

|  |  |
|--|--|
| Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику |  |
|--|--|

#### **Задание выдал руководитель:**

| Должность | ФИО                        | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|----------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент    | Ковалев Артем Владимирович | К.Т.Н.                 |         |      |

#### **Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                          | Подпись | Дата |
|--------|------------------------------|---------|------|
| 3-2Б4Б | Колесников Игорь Геннадьевич |         |      |

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое

дело» Отделение нефтегазового дела

Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврской работы

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)           | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|---|------------------------------------|
| 8 февраля     | Общая и геологическая часть                                     | 10                                 |
| 5 апреля      | Технологическая часть   | 40                                 |
| 31 апреля     | Специальная часть   | 20                                 |
| 30 мая        | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | 15                                 |
| 30 мая        | Социальная ответственность                                      | 15                                 |

Составил преподаватель:

| Должность | ФИО          | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------|------------------------|---------|------|
| Доцент    | Ковалев А.В. | К.Т.Н                  |         |      |

**СОГЛАСОВАНО:**

| Руководитель ООП      | ФИО                        | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|----------------------------|------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | Максимова Юлия Анатольевна | К.Т.Н                  |         |      |

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕ-  
РЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

|                            |                              |                                  |   |
|----------------------------|------------------------------|----------------------------------|---|
| <b>Группа</b>              | <b>ФИО</b>                   |                                  |   |
| 3-2Б4Б                     | Колесников Игорь Геннадьевич |                                  |   |
| <b>Школа</b>               | <b>Природных ресурсов</b>    | <b>Отделение школы (НОЦ)</b>     | <b>Нефтегазового дела</b>               |
| <b>Уровень образования</b> | <b>Бакалавриат</b>           | <b>Направление/специальность</b> | <b>21.03.01<br/>«Нефтегазовое дело»</b> |

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

|  |   |
|--|---|
| 1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих | Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.   |
| 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов   | Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др |
| 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования                                  | Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%   |

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

|  |  |
|--|--|
| 1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения | Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины |
| 2. Планирование и формирование бюджета научных исследований  | Нормативная карта строительства скважины   |
| 3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования        | Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии                            |

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

|  |
|--|
| 1. Организационная структура управления организацией |
|--|

|   |  |
|---|--|
| <b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b> |  |
|---|--|

**Задание выдал консультант:**

|                   |                        |                               |                |             |
|-------------------|------------------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| <b>Должность</b>  | <b>ФИО</b>             | <b>Ученая степень, звание</b> | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
| Ст. преподаватель | Романюк Вера Борисовна |                               |                |             |

**Задание принял к исполнению студент:**

|               |                              |                |             |
|---------------|------------------------------|----------------|-------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>                   | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
| 3-2Б4Б        | Колесников Игорь Геннадьевич |                |             |

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

| Группа | ФИО                          |
|--------|------------------------------|
| 3-2Б4Б | Колесников Игорь Геннадьевич |

| Школа               | Природных ресурсов | Отделение школы (НОЦ)     | Нефтегазового дела              |
|---------------------|--------------------|---------------------------|---------------------------------|
| Уровень образования | Бакалавриат        | Направление/специальность | 21.03.01<br>«Нефтегазовое дело» |

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

|  |  |
|--|--|
| 1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения | Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2960 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область) |
|--|--|

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

|   |   |
|---|---|
| <b>1. Производственная безопасность</b><br>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разведочной вертикальной скважины глубиной 2960 метров на нефтяном месторождении.<br>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве разведочной вертикальной скважины глубиной 2960 метров на нефтяном месторождении. | Вредные факторы:<br>1. Неудовлетворительные погодные условия<br>2. Неудовлетворительная освещённость<br>3. Повышенный шум и вибрации,<br>4. Насекомые и животные.<br>Опасные факторы :<br>1. Механический травматизм<br>2. Ядовитые вещества.<br>3. Электрический травматизм.<br>4. Пожаро-взрывоопасность. |
| <b>2. Экологическая безопасность:</b>   | Бурении скважины сопровождается:<br>- загрязнением атмосферного воздуха;<br>- нарушением гидрогеологического режима;<br>- загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод.   |
| <b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>  | - Анализ возможных чрезвычайных ситуаций;<br>- Мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары.   |
| <b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>  | - Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;<br>- Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны;<br>- Нормативно-правовые акты в области обеспечения охраны труда.                                    |

### Задание выдал консультант:

| Должность         | ФИО                         | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-------------------|-----------------------------|------------------------|---------|------|
| Ст. преподаватель | Черемискина Мария Сергеевна | к.т.н.                 |         |      |

### Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО                          | Подпись | Дата |
|--------|------------------------------|---------|------|
| 3-2Б4Б | Колесников Игорь Геннадьевич |         |      |

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 117 страниц, 13 рисунков, 22 таблиц, 49 литературных источников, 8 приложений.

Ключевые слова: месторождение, скважина, режим бурения, крепление скважины, перфорация, интенсификация притока, долота, буровой раствор, буровая установка, заканчивание скважины, экономическая часть, экология, техника безопасности.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважины глубиной 2960 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область).

Цель работы – проектирование технологических решений для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2960 метров на нефтяном месторождении.

В работе выполнено проектирование технологических решений по строительству разведочной вертикальной скважины, построение геолого-технического наряда и компоновки низа бурильной колонны, рассмотрены технологии строительства многоствольных и многозабойных скважин.

В результате выполнения были спроектированы технологические решения на строительство разведочной вертикальной нефтяной скважины глубиной 2960 м.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: вертикальная одноколонная разведочная скважина с закрытым забоем, с рекомендуемыми режима бурения, отбора керна и интервалами спуска, цементирования обсадных колонн.

Экономическая эффективность/значимость работы: снижение себестоимости строительства разведочной вертикальной скважины.

## **Обозначения и сокращения**

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;

ОТТГ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, герметичная;

КПО – кумулятивное перфорационное оборудование;

МСП – механическая скорость проходки;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ТБВК – трубы бурильные стальные бесшовные с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками;

ОЗЦ – ожидания затвердения цемента;

СПО - спуско-подъемные операции;

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

УВ – условная вязкость;

ПВ – пластическая вязкость;

БУ – буровая установка;

БК – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ЦЦ – центратор цементируемый;

ГЦУ – головка цементирующая универсальная;

ПРП-Ц – пробка разделительная продавочная цементирующая.



## ОГЛАВЛЕНИЕ

|   |           |
|---|-----------|
| <b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>  | <b>13</b> |
| <b>1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....</b>   | <b>14</b> |
| 1.1 Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент ка-<br>вернозности пластов..... | 14        |
| 1.2 Горно-геологические условия бурения.....  | 14        |
| 1.3 Характеристика нефтеносности и водоносности на месторождении (площа-<br>ди).....                    | 14        |
| 1.4 Возможные осложнения по разрезу скважины.....   | 15        |
| <b>2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....</b>   | <b>16</b> |
| 2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.....   | 16        |
| 2.2 Обоснование конструкции скважины.....   | 16        |
| 2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....  | 16        |
| 2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....   | 16        |
| 2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.....  | 17        |
| 2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....  | 18        |
| 2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....  | 18        |
| 2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины.....   | 19        |
| 2.3 Углубление скважины.....  | 20        |
| 2.3.1 Выбор способа бурения.....  | 20        |
| 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....   | 21        |
| 2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....                                  | 22        |
| 2.3.4 Расчет частоты вращения долота.....   | 23        |
| 2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....   | 24        |
| 2.3.6 Расчёт необходимого расхода бурового раствора.....  | 25        |

|  |           |
|--|-----------|
| 2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....                             | 27        |
| 2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....             | 27        |
| 2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины.....                        | 31        |
| 2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна.....                 | 32        |
| 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин.....                             | 32        |
| 2.4.1 Расчет обсадных колонн.....  | 32        |
| 2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений.....                                   | 33        |
| 2.4.2.2 Расчет внутренних избыточных давлений.....                                 | 34        |
| 2.4.2.3 Конструирование обсадной колонны по длине.....                             | 35        |
| 2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины.....                                | 35        |
| 2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн.....                          | 35        |
| 2.4.2.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора.....               | 36        |
| 2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....                          | 37        |
| 2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин.....                   | 38        |
| 2.5 Выбор буровой установки.....   | 40        |
| <b>3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ.....</b>  | <b>42</b> |
| 3.1 Технологии строительства многоствольных и многозабойных скважин.....           | 42        |
| 3.2 Обзор современных способов бурения многоствольных и многозабойных скважин..... | 44        |
| 3.2.1 Традиционная технология строительства многоствольных скважин.....            | 44        |
| 3.2.2 Кислотно-мониторная обработка пласта по технологии «Fishbones».....          | 45        |
| 3.2.3 Технология радиального бурения.....  | 46        |
| 3.2.4 Технология «RadTech».....  | 47        |
| 3.2.5 Технология перфорационного бурения.....                                      | 50        |
| 3.3 Технологическое обоснование системы «Перфобур».....                            | 52        |
| 3.3.1 Вырезка участка обсадной колонны.....  | 52        |
| <b>4 .ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРС ЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕ- СУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....</b>   | <b>56</b> |

|   |           |
|---|-----------|
| 4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....   | 56        |
| 4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение.....  | 57        |
| 4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции.....  | 58        |
| 4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей.....  | 58        |
| 4.1.4 Расчет нормативного времени на механическое бурение.....  | 59        |
| 4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки.....   | 59        |
| 4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы.....  | 60        |
| 4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами.....   | 60        |
| 4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ.....  | 60        |
| 4.2 Корректировка сметной стоимости строительства скважины.....   | 61        |
| 4.2.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины.....   | 61        |
| 4.3 Расчет технико-экономических показателей.....   | 62        |
| <b>5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....</b>  | <b>64</b> |
| 5.1 Производственная безопасность.....  | 64        |
| 5.1.1 Анализ выявленных вредных факторов при строительстве разведочной вертикальной скважины глубиной 2960 метров на нефтяном месторождении ..... | 65        |
| 5.2 Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы.....             | 69        |
| 5.3 Экологическая безопасность.....   | 72        |
| 5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....  | 73        |
| 5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....  | 75        |
| <b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>  | <b>79</b> |
| <b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....</b>  | <b>80</b> |
| <b>Приложение А.....</b>  | <b>85</b> |

|                          |            |
|--------------------------|------------|
| <b>Приложение Б.....</b> | <b>91</b>  |
| <b>Приложение В.....</b> | <b>93</b>  |
| <b>Приложение Г.....</b> | <b>96</b>  |
| <b>Приложение Д.....</b> | <b>100</b> |
| <b>Приложение Е.....</b> | <b>104</b> |
| <b>Приложение Ж.....</b> | <b>106</b> |
| <b>Приложение З.....</b> | <b>109</b> |

## ВВЕДЕНИЕ

Бурение скважин на месторождении имеет ряд особенностей, обусловленных горно-геологическими характеристиками разреза. Особенности при строительстве скважин предъявляют повышенные требования к качеству промывочной жидкости, технологических операций и общей организации работ в целом.

В вопросе решения задач по развитию топливно-энергетического комплекса в нашей стране ведущее место отведено газовой и нефтяной промышленности, поскольку нефть и газ являются стратегическим сырьём, идущим не только для удовлетворения нужд отечественной индустрии, а также на экспорт. Процесс бурения газовых и нефтяных скважин является наиболее капиталоемкой отраслью в нефтегазодобывающей промышленности.

Строительство проектируемой скважины – это сложный производственный процесс, включающий множество технологических операций, для выполнения которых требуется сложное буровое оборудование и специальные знания и навыки работников для его обслуживания, при котором требуется строгое соблюдение работниками правил техники безопасности и требований «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Основной целью охраны природы в процессе строительства разведочных скважин на месторождениях является та, по которой требуется строгое соблюдение всех требуемых мер, направленных на защиту и охрану экологии, окружающей среды от пагубных факторов и действий извлекаемых из недр земли продуктов, в том числе нефти, а также от производственных отходов. Также важной задачей по охране природы является защиты разрабатываемых земель от эрозии почвы.

## **1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

### **1.1 Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов**

Геологический разрез месторождения представлен мощной толщей осадочных пород, залегающих на размытой поверхности складчатого фундамента. В геологическом строении разреза принимают участие породы доюрского фундамента и мезо-кайнозойские терригенные отложения платформенного чехла, данные представлены в приложении А.

### **1.2 Горно-геологические условия бурения**

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, данные представлены в приложении А.

Краткая характеристика геолого-технического условия бурения скважины: литологическая характеристика скважины в интервале 0-3000 м представлена в большей степени глинами, аргилитами с переслаиванием алевролитов, песчаников. По разрезу скважины представлены мягкие и средние по твердости горные породы, что обосновывает выбор породоразрушающего инструмента и оптимальные режимы бурения, для достижения максимальной механической скорости проходки.

### **1.3 Характеристика нефтеносности и водоносности на месторождении (площади)**

Характеристика нефтеносности и водоносности на месторождении (площади) представлена в приложении Б.

Краткая характеристика нефтеносности и водоносности по разрезу скважины: разрез скважины представлен 3 водоносными и нефтеносным пластом. Вертикальная разведочная скважина проектируется для продуктивного интервала 2920-2930 м с забоем закрытого типа и ожидаемым дебитом 50 м<sup>3</sup>/с.

#### **1.4 Возможные осложнения по разрезу скважины**

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, прихватоопасные зоны осложнения представлены в приложении В.

## **2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

### **2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины**

Проектируется разведочная скважина, поэтому профиль скважины во всех случаях принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

### **2.2 Обоснование конструкции скважины**

Запроектированная конструкция разведочной скважины должна обеспечивать:

- максимально возможное использование пластовой энергии продуктивных горизонтов в процессе эксплуатации за счет выбора оптимальных конструкций забоя и диаметра эксплуатационной колонны;
- применение эффективного оборудования, оптимальных способов и режимов эксплуатации, поддержания пластового давления, теплового воздействия и других методов повышения нефтеотдачи пластов;
- условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважины;

Конструкция скважины определяется с целью максимального сокращения затрат на строительство.

#### **2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя**

В связи с тем, что проектируется разведочная скважина, выбирается забой закрытого типа [38, 45].

#### **2.2.2 Построение совмещенного графика давлений**

Число интервалов, несовместимых по условиям бурения, определяется по совмещенному графику давлений.



Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора [14-20].

На рисунке 1 представлен совмещенный график давлений, построенный по исходным данным.

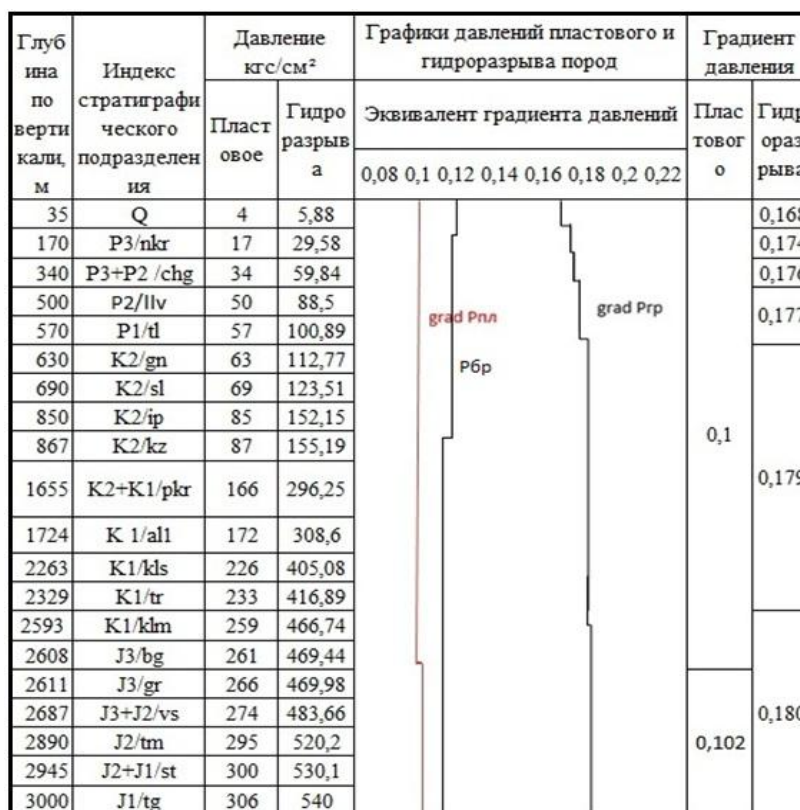


Рисунок 1 – График совмещенных давлений

### 2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Согласно требуемой технологии разработки месторождения проектируется одноколонная конструкция скважины.

По графику совмещенных давлений определяется число и интервалы спуска обсадных колонн, которые перекрывают зоны возможных осложнений при бурении [15,43].

#### **2.2.4 Выбор интервалов цементирования**

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности [19, 31, 32, 38, 41]:

- направление цементируется на всю глубину спуска и составляет 50 м.
- кондуктор цементируется на всю глубину спуска и составляет 860 м.
- эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины. Значит интервал цементирования составляет 2250 м.

#### **2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн**

Диаметр эксплуатационной колонны выбирают, исходя из ожидаемых суммарных дебитов, габаритов оборудования, которое должно быть спущено в данную колонну для обеспечения заданных дебитов. Для этого делают расчет, который производится снизу вверх, начиная с эксплуатационной колонны [41, 44].

Ожидаемый дебит скважины достигает  $50 \text{ м}^3/\text{сут.}$  Учитывая физико-механические свойства продуктивного пласта, а также геометрические размеры скважинного оборудования, диаметр эксплуатационной обсадной колонной равен 146 мм.

Расчет конструкции скважины осуществляется снизу-вверх. Результаты расчетов конструкции скважины представлены в таблице 1.

Опираясь на результаты расчетов построена схема конструкции скважины (рисунок 2).

Таблица 1 – Характеристика конструкции скважины

| Название колонны         | Глубина спуска, м | Интервал цемента-рования, м | Внешний диаметр обсадной колонны, мм | Диаметр бурового долота на интервале, мм |
|--------------------------|-------------------|-----------------------------|--------------------------------------|--|
| Направление              | 0-50              | 0-50                        | 323,9                                | 393,7                                    |
| Кондуктор                | 0-860             | 0-860                       | 244,5                                | 295,3                                    |
| Эксплуатационная колонна | 0-2960            | 710-2960                    | 146,1                                | 215,9                                    |

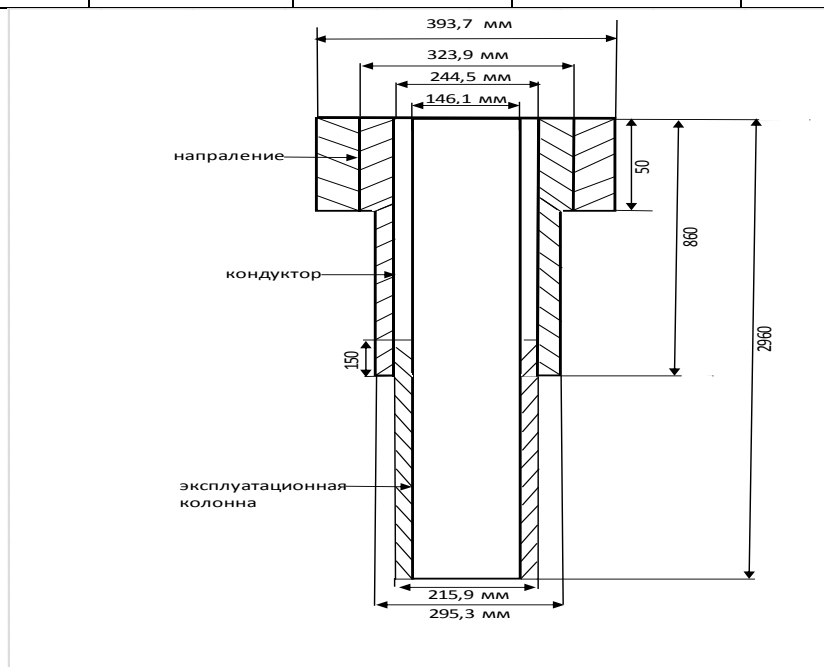


Рисунок 2 – Схема конструкции скважины

### 2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Определяем максимальное давление на устье при флюидопроявлении, которое для нефтяной скважины рассчитывается по формуле 1, для каждого пласта:

$$P_{\text{му}} = P_{\text{пл}} - \rho_{\text{н}} \cdot g \cdot H_{\text{кр}}, \quad (1)$$

где  $P_{\text{пл}}$  – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, Мпа, равный 24,11 Мпа для первого пласта, 26,693 Мпа для второго пласта, 29,784 Мпа для третьего пласта.

$P_n$  – плотность нефти,  $\text{кг/м}^3$ , равная  $720 \text{ кг/м}^3$  для первого,  $725 \text{ кг/м}^3$  для второго,  $750 \text{ кг/м}^3$  для третьего пласта.

Из полученных значений берем наибольшее, то есть  $P_{\text{оп}} = 10,3233872$  Мпа.

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

- типа колонной головки (ОКК, ОКО, ОУС);
- допустимого давления (14, 21, 35, 70), Мпа;
- диаметров обвязываемых колонн, мм;
- коррозионного исполнения (К1, К2, К3);
- исполнение по морозостойкости (ХЛ).
- шифр колонной обвязки выбираем: ОКК1-21-146x245 К1 ХЛ;
- шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП5-230/80x14.

## **2.3 Углубление скважины**

Технико-экономическая эффективность строительства нефтяной скважины во многом зависит от процесса углубления и промывки. Проектирование этих процессов включает в себя выбор типа камнерезного инструмента, режимов бурения, конструкции бурильной колонны и расположения ее дна, а также программы гидравлического углубления. Принятие проектных решений определяет тип буровой установки в зависимости, кроме того, от конструкции обсадных и горно-геологических условий бурения.

### **2.3.1 Выбор способа бурения**

Основными факторами выбора способа бурения является глубина бурения, плотность бурового раствора, частота вращения породоразрушающего инструмента и температура на забое.

Интервал под направление будет буриться роторным способом с применением шарошечного долота. Для бурения интервала под кондуктор используем шарошечное долото и ВЗД для увеличения скорости проходки ствола скважины. Бурение под эксплуатационную колонну производим с применением ВЗД и долота PDC.

Запроектированные способы бурения приведены в таблице 2 [16, 17, 19, 20, 35, 36].

Таблица 2 – Способы бурения и типы долот по интервалам

| Интервал бурения по вертикали, м |      | Способ бурения |
|----------------------------------|------|----------------|
| От                               | До   |                |
| 0                                | 50   | Роторный       |
| 50                               | 860  | ГЗД            |
| 860                              | 2960 | ГЗД            |

### 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервала бурения под направления и кондуктор и PDC для интервала бурения под эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов [18, 20, 35].

Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Способы бурения и типы долот по интервалам

| Интервал           | 0-50                    | 50-860                   | 860-2960                      |
|--------------------|-------------------------|--------------------------|-------------------------------|
| Шифр долота        | III 393,7 М-ГВУ<br>R227 | III 292.3 МС-ГАУ<br>R116 | PDC<br>VS516DG1HXU<br>(7х8мм) |
| Тип долота         | Шарошечное              | Шарошечное               | PDC                           |
| Диаметр долота, мм | 393,7                   | 295.3                    | 215.39                        |
| Тип горных пород   | М                       | СТ                       | СТ                            |

Продолжение таблицы 3

| Интервал                 |               | 0-50   | 50-860 | 860-2960 |
|--------------------------|---------------|--------|--------|----------|
| Присоединительная резьба | ГОСТ          | 3 177  | 3 152  | 3 117    |
|                          | API           | 7 5/8  | 6 5/8  | 4 1/2    |
| Длина, м                 |               | 0.40   | 0,4    | 0,3      |
| Масса, кг                |               | 150    | 40     | 48       |
| G, тс                    | Рекомендуемая | 2-28   | 2-17   | 2-14     |
|                          | Предельная    | 34     | 20     | 16       |
| n, об/мин                | Рекомендуемая | 40-600 | 60-400 | 60-400   |
|                          | Предельная    | -      | 400    | 400      |

### 2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.

2. Аналитический расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик шарошечных долот, применения базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения [20, 35].

3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты осевой нагрузки на долото

| Интервал                         | 0-50  | 50-860 | 860-2960 |
|----------------------------------|-------|--------|----------|
| <b>Исходные данные</b>           |       |        |          |
| $\alpha$                         | 1     | 1      | 1        |
| $P_{ш}, \text{кг/см}^2$          | 3400  | 2000   | 5120     |
| $D_{д}, \text{см}$               | 39,37 | 29,53  | 21,59    |
| $\eta$                           | 1     | 1      | 1        |
| $\delta, \text{см}$              | 1,5   | 1,5    | 1,5      |
| $q, \text{кН/мм}$                | 0,2   | 0,8    | 0,4      |
| $G_{пред}, \text{кН}$            | 420   | 300    | 80       |
| <b>Результаты проектирования</b> |       |        |          |
| $G_1, \text{кН}$                 | 39    | 42     | 85       |
| $G_2, \text{кН}$                 | 79    | 130    | 120      |
| $G_3, \text{кН}$                 | 272   | 160    | 130      |
| $G_{проект}, \text{кН}$          | 80    | 130    | 120      |

Для интервала бурения под направление принимается шарошечное долото, учитывается минимальная нагрузка  $G=39$  кН, так же учитывается максимально допустимая нагрузка  $G=79$  кН также предельная нагрузка  $G=272$  кН . Выбирается максимально эффективное разрушение горной породы равная  $G=80$  кН. Для остальных интервалов бурения осевые нагрузки выбираются согласно данной методике.

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях;
2. Аналитический расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик шарошечных долот, применения базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения;
3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Наиболее правильной считается последовательность, когда используются аналитический и статистический методы расчета осевой нагрузки. После расчетов большее из полученных значений сравнивается с допустимой нагрузкой по паспорту долота. Если расчетная нагрузка больше паспортного значения, то принимается последнее. При обратной ситуации принимается расчетная величина.

### 2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Частота вращения вала долота для обеспечения необходимого времени контакта ( $\tau_k$ ) с учетом  $G_0$ :

Таблица 5 – Результаты частоты вращения долота

| Интервал        |    | 0-50   | 50-860 | 860-2960 |
|-----------------|----|--------|--------|----------|
| Исходные данные |    |        |        |          |
| $V_d$ , м/с     |    | 2,8    | 1,5    | 1        |
| $D_d$           | м  | 0,3937 | 0,2953 | 0,2159   |
|                 | мм | 393,7  | 295,3  | 215,9    |
| $\tau$ , мс     |    | 6      | 4      | -        |

Продолжение таблицы 5

| Интервал                         | 0-50 | 50-860 | 860-2960 |
|----------------------------------|------|--------|----------|
| $z$                              | 24   | 22     | -        |
| $\alpha$                         | 0,8  | 0,6    | 0,3      |
| <b>Результаты проектирования</b> |      |        |          |
| $n_1$ , об/мин                   | 129  | 156    | 173      |
| $n_2$ , об/мин                   | 280  | 261    | -        |
| $n_3$ , об/мин                   | 493  | 338    | -        |
| $n_{\text{проект}}$ , об/мин     | 80   | 156    | 173      |

Интервал под направление бурится роторным способом, расчетное значение 129 об/мин но так как интервал бурения не большой 0-50м использование ВЗД не целесообразно то берем стандартное значение вращения ротора 80 об/мин, данном выбор частоты вращения не приведет к износу опор долота.

Для интервалов бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну выбираются расчетные значения с применением ВЗД для эффективного разбуривания горной породы и увеличение скорости проходки [20, 35].

### 2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 6 [20, 35, 36].

Таблица 6 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

| Интервал                         |    | 0-50   | 50-860 | 860-2960 |
|----------------------------------|----|--------|--------|----------|
| <b>Исходные данные</b>           |    |        |        |          |
| $D_d$                            | м  | 0,3937 | 0,2953 | 0,2159   |
|                                  | мм | 393,7  | 295,3  | 215,9    |
| $G_{oc}$ , кН                    |    | -      | 110    | 110      |
| $Q$ , Н*м/кН                     |    | 1,5    | 1,5    | 1,5      |
| <b>Результаты проектирования</b> |    |        |        |          |
| $D_{зд}$ , мм                    |    | -      | 239,9  | 167,9    |
| $M_p$ , Н*м                      |    | -      | 36000  | 25000    |
| $M_o$ , Н*м                      |    | -      | 134,95 | 94,45    |
| $M_{уд}$ , Н*м/кН                |    | -      | 325    | 228      |



Для интервала бурения под кондуктор 50-860м, из опыта бурения выбирается винтовой забойный двигатель ДРУ-240, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы для достижения плановой механической скорости проходки.

Для интервала бурения 860-2960м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ-172, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних по твердости горных пород.

Таблица 7 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

| Тип двигателя | Интервал, м | Наружный диаметр, мм | Длина, м | Вес, кг | Расход жидкости, л/с | Число оборотов, об/мин | Максимальный рабочий момент, кН*м | Мощность двигателя, кВт |
|---------------|-------------|----------------------|----------|---------|----------------------|------------------------|-----------------------------------|-------------------------|
| ДРУ- 240      | 50-860      | 240                  | 9975     | 2432    | 30-75                | 62-155                 | 26,0-39,0                         | 114-430                 |
| ДРУ-172       | 860-2960    | 172                  | 5000     | 1669    | 19-40                | 80-200                 | 25,3                              | 221-565                 |

### 2.3.6 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового параметра, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблицах 8.

Таблица 8 – Результаты расчета расхода бурового раствора

| Интервал   | 0-50   | 50-860 | 860-2960 |
|--|--------|--------|----------|
| Исходные данные                                      |        |        |          |
| $D_d$ , м  | 0,3937 | 0,2953 | 0,2159   |
| $K$  | 0,65   | 0,5    | 0,4      |
| $K_k$  | 1,3    | 1,3    | 1,5      |
| $V_{кр}$ , м/с                                       | 0,15   | 0,12   | 0,1      |
| $V_m$ , м/с  | 0,011  | 0,0083 | 0,0042   |
| $d_{бт}$ , м   | 0,127  | 0,127  | 0,127    |
| $d_{мах}$ , м  | 0,203  | 0,235  | 0,166    |
| $d_{нмах}$ , м                                       | 0,0254 | 0,0127 | 0,0111   |
| $N$  | 3      | 5      | 9        |
| $V_{кпмин}$ , м/с                                    | 0,5    | 0,5    | 0,5      |
| $V_{кпмах}$ , м/с                                    | 1,3    | 1,3    | 1,5      |
| $\rho_{см} - \rho_p$ , г/см <sup>3</sup>             | 0,02   | 0,02   | 0,02     |
| $\rho_p$ , г/см <sup>3</sup>                         | 1,2    | 1,15   | 1,08     |
| $\rho_n$ , г/см <sup>3</sup>                         | 2,0    | 2,26   | 2,12     |
| Результаты проектирования                            |        |        |          |
| $Q_1$ , л/с  | 79     | 28     | 11       |
| $Q_2$ , л/с  | 82     | 40     | 30       |
| $Q_3$ , л/с  | 163    | 68     | 39       |
| $Q_4$ , л/с  | 25     | 17     | 16       |
| $Q_5$ , л/с  | 44     | 37     | 32       |
| $Q_6$ , л/с  | -      | 19-57  | 19-32    |
| Области допустимого расхода бурового раствора        |        |        |          |
| $\Delta Q$ , л/с                                     | 82-160 | 40-68  | 30-39    |
| Запроектированные значения расхода бурового раствора |        |        |          |
| $Q$ , л/с  | 82     | 40     | 30       |

Из полученных данных выбираем значения, которые не превышают расход бурового раствора при котором происходит размывание стенок скважины ( $Q_3$ ), а также из опыта бурения под заданный режим и диаметр ВЗД. Бурение под направление производится с расходом  $Q=82$  л/с который обеспечивается двумя насосами УНБ-600 с диаметром втулок 180 мм, для кондуктора  $Q=40$  л/с который обеспечивается двумя насосами УНБ-600 с диаметром втулок 130 мм, для эксплуатационной колонны  $Q=30$  л/с который обеспечивается двумя насосами УНБ-600 с диаметром втулок 130 мм.

### **2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны**

Бурильная колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных бурильных труб, стальных или легкосплавных бурильных труб, ведущей бурильной тубы, резьбовых переводников, центраторов и калибраторов.

Проектирование бурильной колонны осуществляется в соответствии с [34].

Компоновки низа бурильной колонны (КНБК) выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции. Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении Г.

### **2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов**

Параметры, тип бурового раствора и химические реагенты для его обработки выбраны с учетом следующих требований:

- наличие токсикологического паспорта на буровой раствор;
- снижение до минимума отрицательного воздействия бурового раствора на продуктивность объектов;
- снижение до минимума техногенной нагрузки на окружающую природную среду;
- предупреждение осложнений в процессе бурения и крепления;
- доступность и технологическая эффективность химических реагентов;
- экономически приемлемая стоимость бурового раствора.

### *Направление*

При бурении четвертичных отложений возможны интенсивные поглощения бурового раствора в насыпных образованиях кустовой площадки, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений. На интервале строительства участка под направление встречаются водоносные горизонты, относящиеся к источнику питьевого водоснабжения. Также водоносные горизонты способствуют разжижению бурового раствора [23, 26]. В условиях Западной Сибири технология бурение направлений является отработанной. Производство работ по строительству интервала быстрое и может производиться с использованием практически любых типов буровых растворов, включая техническую воду.

При бурении интервала песков четвертичных отложений для предотвращения поглощений и увеличения несущей способности поддерживать значения условной вязкости на уровне 100-120 сек.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале (осыпи и обвалы), целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бентонитовый раствор). Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбурывающиеся глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой.

### *Кондуктор*

Породы, слагающие интервал под кондуктор, по литологическому строению и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами относятся к третьей (глины) и четвертой (алевролиты) группам. Породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам. Разбуривание глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбуриваемых глин. Характерное для всего интервала бурения разбухание глинистых пород может привести к кавернообразованию и сужению ствола (таблица 10). Также возможны прихваты вследствие обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор следует применить *ингибирующий буровой раствор*.

Для предупреждения осыпей и обвалов необходимо химически обработать буровой раствор для достижения минимальной водоотдачи и максимально возможно высокой плотности.

При бурении рекомендуется поддерживать реологию раствора на минимально допустимом уровне. Для предупреждения возможных сальникообразований используется смазочная добавка ТехноSOAP Р.

### *Эксплуатационная колонна*

При бурении интервалов (860-1724 м), сложенных набухающими глинами, следует использовать ингибирующий буровой раствор в целях предупреждения нарушения устойчивости стенок скважины, приводящих к росту затяжек и посадок при СПО.

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефтегазо-водопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты, а также относительное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта J3+2vs. Данные проблемы решаются с использованием *полимерного (инкапсулированного) бурового раствора*. Данный тип растворов предотвращает набухание глинистых минералов, создает непроницаемую фильтрационную корку, содержащую легкорастворимую мраморную крошку. (интервал 1724-2960 м).

Данный буровой раствор обрабатывается  $\text{CaCO}_3$  (кольматант, утяжелитель средний) для минимизации образования дифференциального прихвата (за счет быстрого формирования практически непроницаемой тонкой, плотной фильтрационной корки), *каустической содой* (контроль pH), *биополимерами* (структурообразователь), *смазочными добавкам* (снижение коэффициента трения), *инкапсуляторами* (регулятор водоотдачи).

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в приложении Д.

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов представленных в приложении Д.

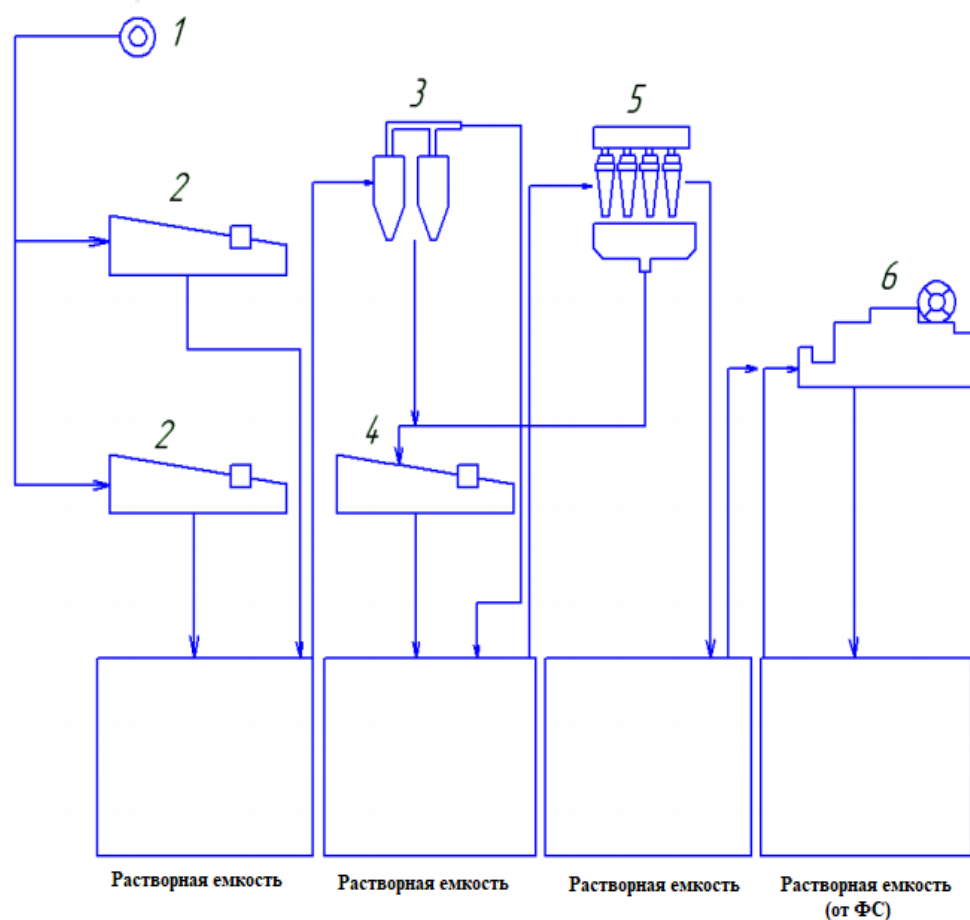


Рисунок 3 – Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – виброрито Derrick 4; 3 – пескоотделитель ГЦК-360; 4 – виброрито Derrick 3; 5 – илоотделитель ИГ-45М или ИГ-45/75К; 6 – Derrick DE-1000

### 2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Произведем расчет гидравлической программы согласно методике, изложенной в [38, 28, 29]. Результаты расчетов представлены в приложении Е.

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные.

### 2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Отбор керна является ответственной , поэтому необходимо произвести, поэтому необходимо выбрать и обосновать породоразрушающий инструмент, кернаприемное устройство, спроектировать режим бурения, чтобы разработать режим бурения, который обеспечивает максимальное удаление керна [35]. В приложении Г Таблица Г.4 представлены технические средства и режимы бурения в керне.

## 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.4.1 Расчет обсадных колонн

Раздел включает в себя расчет действующих на каждую обсадную колонну наружных и внутренних избыточных давлений на протяжении их установки и эксплуатации.

Исходные данные для расчета:

- плотность буферной жидкости,  $\rho_{буф} = 1050 \text{ кг/м}^3$ ;
- плотность тампонажного раствора нормальной плотности,  $\rho_{трн} = 1800 \text{ кг/м}^3$ ;
- плотность облегченного тампонажного раствора,  $\rho_{тробл} = 1400 \text{ кг/м}^3$ ;
- плотность продавочной жидкости,  $\rho_{прод} = 1000 \text{ кг/м}^3$ ;
- высота цементного стакана,  $h_{см} = 10 \text{ м}$ ;
- глубина раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора,  $h_1 = 710 \text{ м}$ ;
- высота тампонажного раствора нормальной плотности,  $h_2 = (H - h_{кровли} + 100) = 649 \text{ м}$ ;
- длина колонны,  $H = 2960 \text{ м}$ ;
- ускорение свободного падения,  $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ .



### 2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны [38, 41, 42].

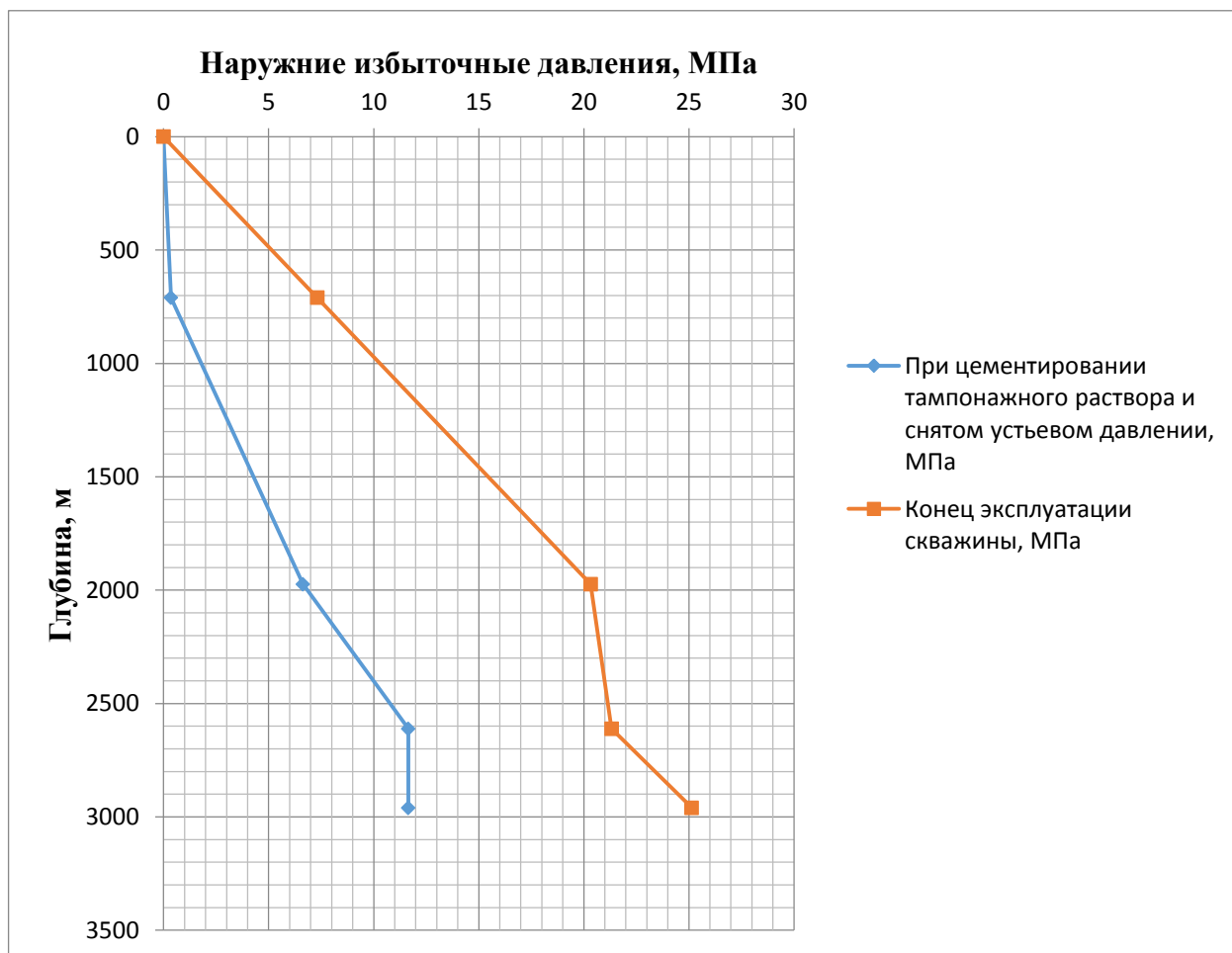


Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений

### 2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства.

1. При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.
2. При опрессовке колонны с целью проверки её на герметичность [42].

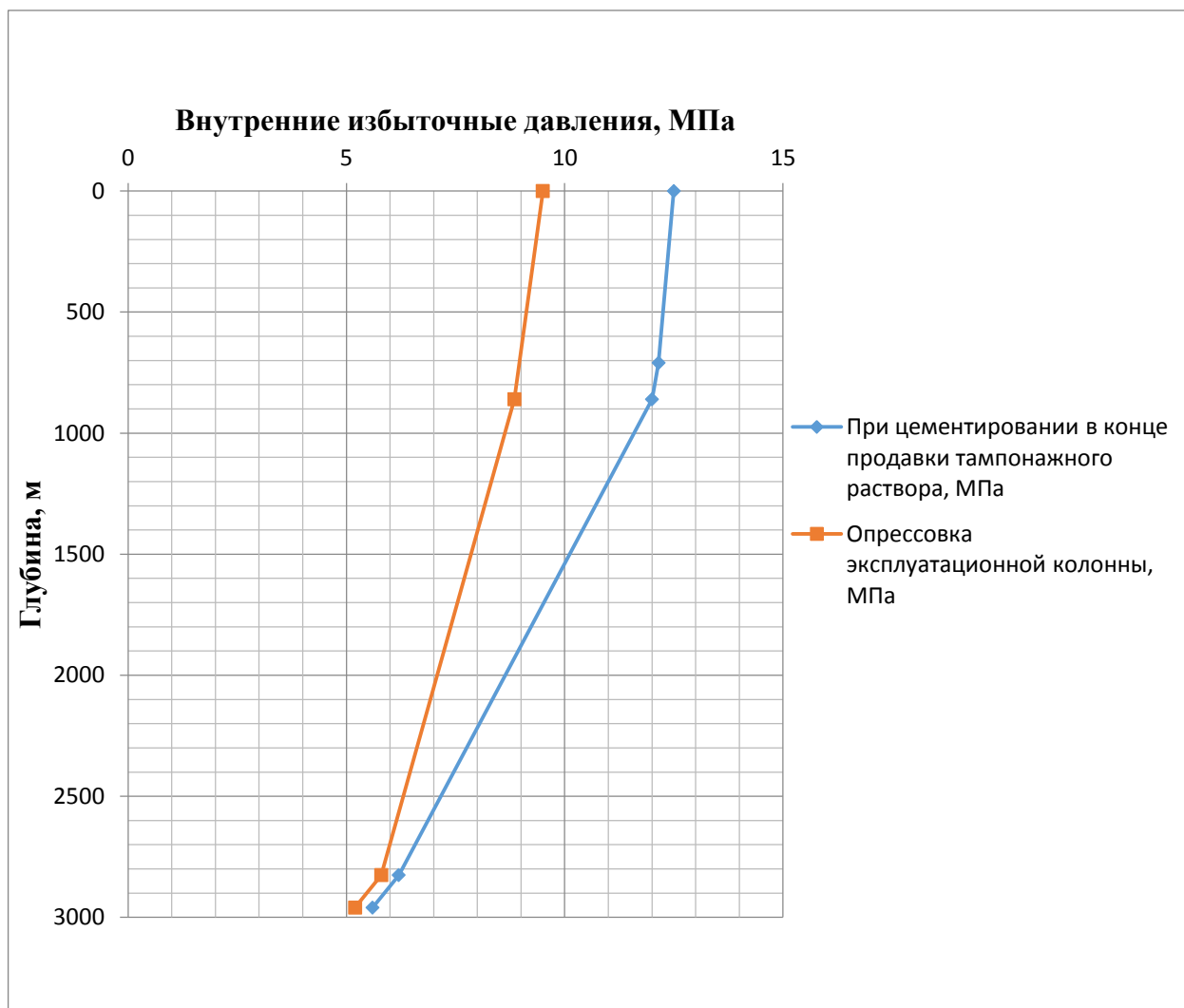


Рисунок 5 – Эюра внутренних избыточных давлений

### 2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Согласно [29, 38, 43] расчет ОК ведут снизу вверх, начиная подбор секций труб с расчета на наружное избыточное давление и проверяя подобранные секции на внутреннее давление и растяжение.

Результаты проектирования секций для обсадных труб представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Характеристика обсадных колонн

| № секций                        | Тип резьбового соединения | Группа прочности | Толщина стенки, мм | Длина, м | Вес, кг   |        |           | Интервал установки, м |
|---------------------------------|---------------------------|------------------|--------------------|----------|-----------|--------|-----------|-----------------------|
|                                 |                           |                  |                    |          | 1 м трубы | секций | суммарный |                       |
| 1                               | 2                         | 3                | 4                  | 5        | 6         | 7      | 8         | 9                     |
| <b>Направление</b>              |                           |                  |                    |          |           |        |           |                       |
| 1                               | ОТТМ                      | Д                | 8,6                | 50       | 67,2      | 3360   | 3360      | 0-50                  |
| <b>Кондуктор</b>                |                           |                  |                    |          |           |        |           |                       |
| 1                               | ОТТМ                      | Д                | 8,5                | 750      | 68,3      | 41743  | 41743     | 0-860                 |
| <b>Эксплуатационная колонна</b> |                           |                  |                    |          |           |        |           |                       |
| 1                               | ОТТМ                      | Д                | 8,5                | 525      | 32,8      | 17713  | 17713     | 2361-2960             |
| 2                               | ОТТМ                      | Д                | 6,5                | 2585     | 27,0      | 54411  | 72124     | 0-2361                |

### 2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

#### 2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверим условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения в буровом растворе [19, 31, 41].

$$P_{\text{гс кп}} + P_{\text{гд кп}} \leq 0,95 \cdot P_{\text{гр}}, \quad (2)$$

где  $P_{\text{гс кп}}$  – гидростатическое давление в кольцевом пространстве;

$P_{\text{гд кп}}$  – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве;

$P_{\text{гр}}$  – давление гидроразрыва пород на забое скважины.

Условие недопущения гидроразрыва:

$$P_{\text{гс кп}} + P_{\text{гд кп}} \leq 0,95 \cdot P_{\text{гр}};$$

$$40,76 + 0,24 \leq 0,95 \cdot 51,98;$$

$$41,002 \leq 47,76.$$

Условие прочности выполняется, следовательно, возможно выполнение одноступенчатого прямого цементирования скважины.

#### **2.4.2.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости**

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения производят с учётом водоцементного отношения и оптимальной плотности цементного раствора [19, 31, 41].

Таблица 10 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

| Наименование жидкости                    | Объем жидкости, м <sup>3</sup> | Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup> | Объем воды для приготовления жидкости, м <sup>3</sup> | Наименование компонента | Масса компонента (кг)/количество мешков |
|--|--------------------------------|---------------------------------------|---|-------------------------|---|
| 1  | 2                              | 3                                     | 4   | 5                       | 6                                       |
| Буферная жидкость                        | 9,45                           | 1050                                  | 2,1   | МБП-СМ                  | 139/6                                   |
|  |                                |                                       | 7,35  | МБП-ВМ                  | 128,1/6                                 |
| Облегченный тампонажный раствор          | 41,912                         | 1400                                  | 36,967  | ПЦТ-III-Об(4)-50        | 34609/35                                |
|  |                                |                                       |   | НТФ                     | 13,5/1                                  |
| Тампонажный раствор нормальной плотности | 17,052                         | 1800                                  | 11,002  | ПЦТ – II - 150          | 24365/25                                |
|  |                                |                                       |   | НТФ                     | 8.9кг/0,4меш                            |
| Продавочная жидкость                     | 40,701                         | 1000                                  | 36,96   | вода                    | -----                                   |

Схема расстановки цементировочной техники представлена на рисунке 6.

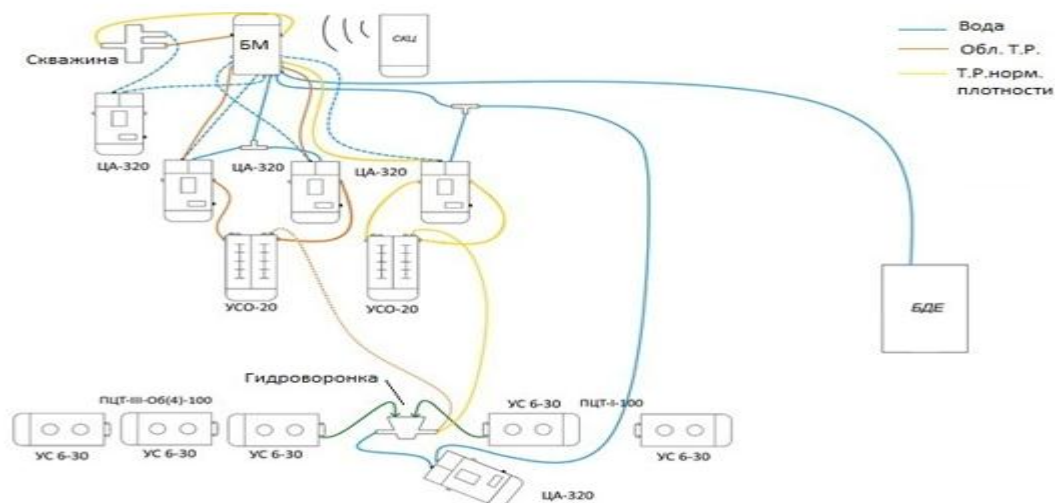


Рисунок 6 – Схема расстановки цементировочной техники

### 2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

В данном разделе представлены тип, количество и места установки скребков, турбулизаторов, башмаков, обратных клапанов, разделительных пробок, центраторов и других элементов оснастки.

Таблица 11 – Состав технологической оснастки ОК

| Название колонны, D <sub>усл</sub> | Наименование, шифр, типоразмер | Интервал установки, м |                    | Количество элементов на интервале, шт | Суммарное количество, шт |
|------------------------------------|--------------------------------|-----------------------|--------------------|---------------------------------------|--------------------------|
|                                    |                                | от (верх) по стволу   | до (низ) по стволу |                                       |                          |
| 1                                  | 2                              | 3                     | 4                  | 5                                     | 6                        |
| Эксплуатационная, 146 мм           | БКМ-146                        | 2960                  | 2960               | 1                                     | 1                        |
|                                    | ЦКОД-146                       | 2950                  | 2950               | 1                                     | 1                        |
|                                    | ЦПЦ 146/216                    | 0                     | 860                | 17                                    | 111                      |
|                                    |                                | 860                   | 2411               | 39                                    |                          |
|                                    |                                | 2411                  | 2960               | 55                                    |                          |
|                                    | ЦТ 146/216                     | 860                   | 2411               | 78                                    | 133                      |
|                                    |                                | 2411                  | 2960               | 55                                    |                          |
|                                    | ППЦ-Ц-Н 146                    | 2950                  | 2950               | 1                                     | 1                        |

Продолжение таблицы 11

| 1                      | 2           | 3   | 4   | 5  | 6  |
|------------------------|-------------|-----|-----|----|----|
| Кондуктор,<br>245 мм   | БКМ-245     | 860 | 860 | 1  | 1  |
|                        | ЦКОД-245    | 850 | 850 | 1  | 1  |
|                        | ЦПЦ 245/295 | 0   | 50  | 4  | 25 |
|                        | ЦПЦ 245/295 | 50  | 860 | 21 | 41 |
|                        | ЦТ 245/295  | 50  | 860 | 41 | 41 |
| Направление,<br>324 мм | ПРП-Ц-245   | 850 | 850 | 1  | 1  |
|                        | БКМ-324     | 50  | 50  | 1  | 1  |
|                        | ЦКОД-324    | 40  | 40  | 1  | 1  |
|                        | ЦЦ-324      | 0   | 50  | 5  | 5  |
|                        | ПРП-Ц-324   | 40  | 40  | 1  | 1  |

#### 2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины, необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в стволе скважины. В качестве жидкости глушения выберем водный раствор соли NaCl.

Плотность жидкости глушения определяется по следующей формуле:

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot H} \quad (3)$$

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot H} = 1068 \text{ кг/м}^3.$$

Где  $k$  – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым ( $k = 0,05$ );

$P_{пл}$  – пластовое давление испытываемого пласта, Па;

$H$  – глубина испытываемого пласта, м.

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины по формуле:

$$V_{ж.г.} = \frac{\pi}{4} \cdot d_{вн}^2 \cdot H \quad (4)$$

$$V_{ж.г.} = \frac{\pi}{4} \cdot d_{вн}^2 \cdot H = 40,88 \text{ м}^3.$$

Где  $d_{вн}$  – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м,

$H$  – глубина скважины, м.

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

Вторичное вскрытие в обсаженной скважине осуществляется с помощью перфорации обсадной колонны. В связи с расположением продуктивных пластов в твердых породах проектируем кумулятивный метод перфорацию.

В связи с необходимостью одновременного вскрытия трех продуктивных пластов толщиной менее 30 м каждый целесообразно использовать для вскрытия компоновку корпусных перфораторов ЗПКТ105Н-ТВ-СП2 на колонне НКТ, позволяющая охватить несколько интервалов вскрытия одновременно на участке длиной до 500 м.

При спуске на НКТ инициирование перфоратора осуществляется сбросом штанги или прокачкой шара. Предусмотрена возможность применения зарядов с дублированной детонационной цепью для повышения надежности передачи детонации в протяженных сборках.

Результаты выбора перфорационной системы приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Перфорация скважины

| Мощность перфорируемого объекта, м | Вид перфорации | Типоразмер перфоратора | Плотность перфорации, отв./1 м | Количество одновременно спускаемых зарядов | Количество спусков перфоратора |
|------------------------------------|----------------|------------------------|--------------------------------|--|--------------------------------|
| 2920-2930                          | Коммулитивный  | ЗПКТ105Н-ТВ-           | 16                             | 1  | 1                              |

Для проведения испытаний в открытом стволе заложим в проект электрогидравлический пластоиспытатель на кабеле ПЛГК-120, применяемый для необсаженных нефтяных и газовых скважин [44].

В базовые функции пластоиспытателя входит:

- построение профиля пластового давления и профиля подвижности пластового флюида (ГДК);
- глубинный анализ пластового флюида;
- отбор глубинных представительских проб (PVT-проб).

Также прибор способен передавать данные оператору в режиме реального времени; имеется система аварийной расфиксации в нештатных ситуациях.

Обработка гидродинамических данных, полученных ПЛГК-120, позволяет определить продуктивные пласты, емкость пласта, и выработать мероприятия оптимальной технологии извлечения нефти и газа, что ведет к более рациональному природопользованию.

## **2.5 Выбор буровой установки**

Выбор типа буровой установки производится согласно технических характеристик и «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [18]. Первичное обследование вышки следует проводить после истечения 5 лет со времени ввода буровой установки в эксплуатацию или сразу после аварийной ситуации, влияющей на работоспособность вышки и ее основания. Все буровые вышки и их основания должны ежегодно проверяться на потерю толщины стенок металла. Кроме того, состояние вышки должно проверяться перед спуском обсадной колонны, до и после окончания передвижки вышки, после открытых фонтанов и выбросов и т.д. При значительных повреждениях и ремонте несущих элементов секций, подкранблочной рамы и подкосов, буровые вышки должны подвергаться внеочередным статическим испытаниям. Обследование металлоконструкций и статические испытания вышек проводятся в промысловых условиях.



Буровую установку выбирают по ее номинальной грузоподъемности, обусловленной весом в воздухе наиболее тяжелой колонны бурильных труб или обсадной колонны, спускаемой в один прием, из следующего условия:

$$G_{\text{БУ}} \geq G_{\text{БУ.Р}} = k \cdot G_{\text{max}}, \quad (5)$$

где  $G_{\text{БУ}}$  – номинальная грузоподъемность буровой установки, кН;  $G_{\text{БУ.Р}}$  – расчетная грузоподъемность буровой установки, кН;  $k$  – коэффициент запаса допускаемой нагрузки на крюке составляет (2 и 1,15 для бурильной и обсадной колонны соответственно);  $G_{\text{max}}$  – максимальный вес колонны бурильных или обсадных труб, кН.

Вес секции обсадных труб эксплуатационной колонны равен 775 кН.

Максимальный вес секции бурильных труб равен 759 кН.

Максимальная нагрузка на крюке при работе с БК равна 1518 кН.

Максимальная нагрузка на крюке при работе с ОК равна 891 кН.

Выбираем буровую установку марки Уралмаш БУ-3000 ЭУК, со следующими характеристиками:

- допустимая нагрузка на крюке – 2000 кН;
- диапазон бурения – 2000-3200 м;
- остнастка талевого системы – 4×5;
- диаметр талевого каната – 32 мм;
- проходной диаметр стола ротора – 560 мм;
- число основных буровых насосов – 2;
- номинальная длина свечи – 25, 27, 36 м;
- вид привода – электрический переменного тока.

### **3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ**

#### **3.1 Технологии строительства многоствольных и многозабойных скважин**

В связи с неуклонным снижением темпов добычи нефти в стране большое значение приобретают разработка и совершенствование методов и технических средств, позволяющих сократить затраты на разработку месторождений при одновременном увеличении эффективности притока нефти из пласта. Одним из них является разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многоствольными скважинами. Методика бурения многоствольных скважин была разработана и успешно применена еще во времени Советского Союза. Главным разработчиком и автором идеи признан А. Григорян, который полагал, что намного продуктивнее разработка и увеличения проходок стволов при бурении скважин по разведанным потенциально богатым нефтью скважинам, чем бурение с поверхности огромного числа скважин в попытке попадания в полагаемую нефтеносной зону.

Это положение справедливо: расходы на бурение первых многоствольных скважин превысили классические значения в 1,5 раз, однако дебит добываемой нефти оказался почти в 20 раз выше в сравнении с классическими скважинами. В 1998 году экспертами ведущих мировых нефтяных компаний была принята единая классификация многоствольных скважин по функциональности и по сложности – TAML (Technology Advancement for Multi-Laterals). Согласно данной классификации предусматривают разделение по шести группам: к 1-й и 2-й группе относят скважины, которые состоят из основного ствола и одного или же нескольких ответвлений. Эти ответвления пробурены в пределах единого продуктивного пласта; к подгруппам с 3-й по 6-ю относят скважины, имеющие набор боковых стволов, которые могут вскрыть различные продуктивные горизонты, разные точки сетки при разбуривании одного горизонта (рисунок 7).

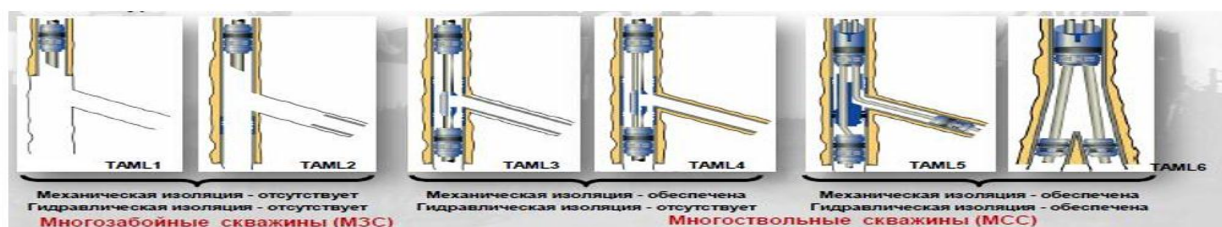


Рисунок 7 – Классификация TAML

Таким образом с целью сокращения затрат вместо дополнительной, целесообразно строительство многоствольной скважины, с применением современных способов зарезки боковых стволов и вторичного вскрытия нефтяных пластов.

## **3.2 Обзор современных способов бурения многоствольных и многозабойных скважин**

Наиболее эффективными способами строительства многоствольных скважин являются бурение боковых стволов по традиционной технологии, кислотномониторная обработка пласта по технологии «Fishbones» и бурение радиальных каналов малого диаметра.

### **3.2.1 Традиционная технология строительства многоствольных скважин**

По данной технологии согласно геологическим, техническим и технологическим данным рассчитывают планируемый профиль, определяют участок забуривания БС. Далее производится выбор способа забуривания:

- с помощью стационарного или съемного клин-отклонителя в интервале вырезанного участка ОК;
- с помощью забойных двигателей-отклонителей (ЗДО) в интервале вырезанного участка ОК;
- с помощью клинового отклонителя через щелевидное «окно» в обсадной колонне.

Выбор того или иного метода определяется исходя из: назначения скважины, технического состояния ее основного ствола, наличия необходимых технических средств, конечного ожидаемого результата и т.д.

Бурение многоствольных скважин в настоящее время стало обыденным делом, наработан опыт, подобраны режимы бурения и компоновки низа бурильной колонны, подобраны рецептуры растворов. Продолжительность строительства таких скважин составляет в среднем 50 суток.

Наиболее интересными представляются современные способы строительства многоствольных скважин.

### 3.2.2 Кисотно-мониторная обработка пласта по технологии «Fishbones»

Технология «Fishbones» использовалась в открытых стволах на карбонатных коллекторах. Она позволяла создавать каналы малой протяженности, но такие, которые позволяли не нарушать пределов загрязненных зон.

Рассмотренная методика добычи включает в обязательном порядке:

- особое оснащение хвостовика на протяжении открытого в разрабатываемом месторождении ствола;

- некоторое количество тонких трубок,  $D$  которых не превышает 0,7 см. Трубки при этом – из сплава титана, они скручены внутри корпуса НКТ (см. рис. 12);

- при условии начала процесса циркуляции соляного раствора концентрацией в 14%, а также при условии активных частых перепадов показателей давления внутри гидромониторных насадок  $D$  в 0,13 см, из корпуса выдвигаются хвостовики через намеренно заделанные отверстия.

В случае закачивания при явлении повышенного давления кислотного раствора, осуществляется гидромониторное размывание породы с последующим углублением трубок в пласты не более 12 м.

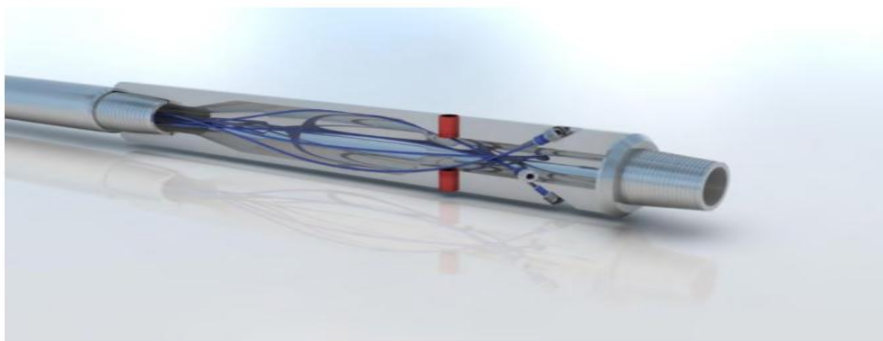


Рисунок 8 – Секция «Fishbones» с трубками из титанового сплава, размещенными в корпусе устройства

Успешный процесс стендовых испытаний в карбонатных породах данной технологии при различном значении проницаемости, пористости, прочности на сжатие смогли обеспечить ей путёвку в жизнь. Среди основных недостатков необходимо отметить следующее: надо соблюдать сохранение радиального зазора между стенкой в скважине и инструментом не менее 7-ми мм, для того, дабы титановые трубки смогли выйти из корпуса перфоратора, попали в породу. Это не всегда допустимо в скважинах карбонатного типа, что преимущественно продиктовано посредственным качеством калибровки в стволах, характеризующихся открытостью.

Если в скважинах не соблюдены условия постоянства величин радиального зазора, неизбежно возникает относительно большая доля вероятности в процессе активности игл их не проникновения в зазоры. При этом иглы обретут свойство оббивания корпуса и НКТ, посредством чего последняя опускается вглубь скважины. Оценочная стоимость работ с применением «Fishbones» колеблется в районе 5 миллионов рублей за 0,001 километра при условии единовременной интенсификации [46].

### **3.2.3 Технология радиального бурения**

Особенной важной является задача установления эффективной и продуктивной гидродинамической связки в условной цепи «пласт-скважина». Для разрешения задачи можно применять технологии бурения сетей каналов ничтожно малых диаметров.

На сегодня этот метода обладает двумя ветвями развития: на основании вращательного и гидромониторного способа разрушений породы.

### 3.2.4 Технология «RadTech»

Технологию «RadTech» разработала американская компания и она получила очень широкое распространение в странах Запада и на Ближнем Востоке. В компаниях РФ подобная методика добычи и разработки впервые была применена в начале XXI в. Первопроходцем стала «Татнефть». Спустя годы методика использовалась и «ЛУКОЙЛОМ».

Прошлый опыт использования радиального бурения показывает, что особенно продуктивным оно является в карбонатных коллекторах. В случае использования в терригенных коллекторах там происходит процесс разбухания глин, а это приводит в свою очередь к закупорке каналов с малым диаметром (25...30 мм). Возможным решением этой проблемы является применение буровых растворов с добавлением ПАВ, препятствующих разбуханию глин или дизельного топлива.

Главный основной принцип работы этой технологии основан оказывается на гидроэрозионном типе разрушения твердых пород.

Радиальное бурение востребовано для:

- глубокой разработки карбонатных пластов;
- освоения огромных величин каналов в перспективных зонах, которые не сцементированы пластами;
- для вскрытия скважин, закрытых тампонами, при наличии в них заколонных протоков;
- для вскрытия нагнетательных скважин, которые могут быть описаны наличием терригенных пород, замусоренных стоками [46].

Вглубь скважины погружают отклоняющий башмак, прикрепленный к колонне НКТ. Он обладает особым каналом для снижения фрезы с рукавами с гидромониторной насадкой. При помощи нее она приводится в активное состояние, проводится фрезерование дыр в используемой колонне. После использования фрезы, в скважину через введение использования специального оборудования погружается компоновка. Процесс предназначен для будущего вскрытия пластов через применение струйной насадки и рукава ВД, который защищается особым материалом.

На рисунке 9 можно найти схематическое представление процесса радиального бурения. Насосом подается специальная смесь к гидравлическому накопечнику, распыляющему струи, что позволяет достигать разрушения пород и продвижения устройства далее [48].

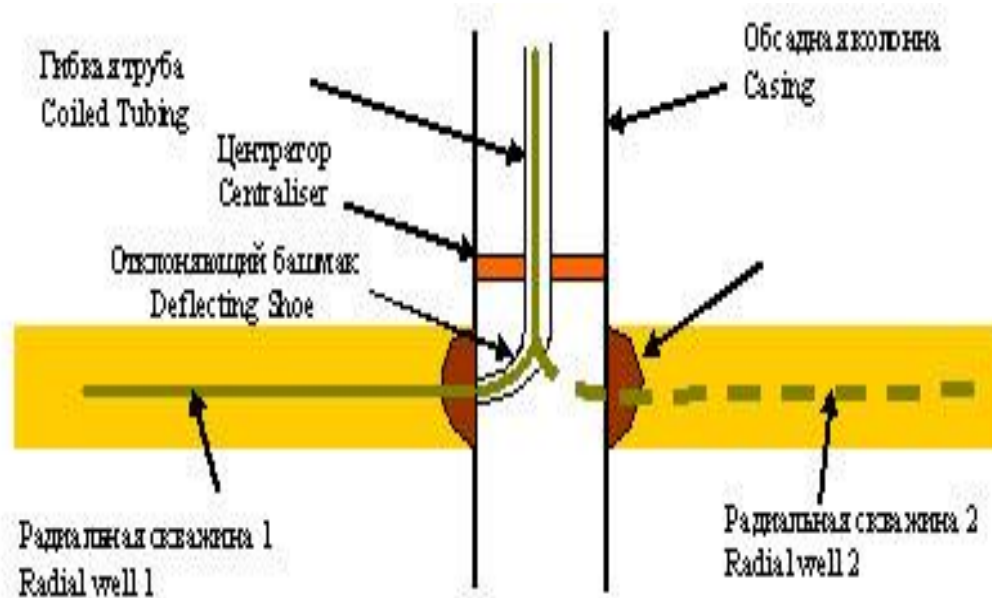


Рисунок 9 – Схема радиального бурения



Обыкновенные величины отверстий не превышают 5 сантиметров, но и не могут быть менее 2. Они зависят от показателей скорости разработки пластов. Если говорить конкретно про углубление, то стоит отметить: в устье оно может быть замерено через показания натяжки в скважинах малой глубины. Также замеры могут быть проведены на основании массы трубы, если осуществляется работа посредством применения инжекторов.

Продолжительность бурения канала, не превышающего длины в 0,1 км, составляет порядка получаса. При этом выходящих из скважины радиальных стволов может быть, как несколько единиц, так и несколько десятков.

Таким образом, разница и отличия «RadTech» от бурения боковых стволов сводится к:

- применению колтюбинговой установки с трубкой порядка 30 мм;
- бурению горизонтального ствола не длиннее 0,1 км;
- отсутствию и практической неограниченности количества боковых стволов. При этом важно учитывать, что на одной плоскости допускается расположение стволов в количестве, не превышающем 4-х штук.
- отсутствию горизонтальных боковых стволов.

Помимо высокой стоимости этой технологии (порядка 10 млн. рублей на один канал), существенным недостатком является отсутствие возможности прогнозировать и управлять траекторией канала, что может привести к аварийной ситуации.

Обыкновенные величины отверстий не превышают 5 сантиметров, но и не могут быть менее 2. Они зависят от показателей скорости разработки пластов. Если говорить конкретно про углубление, то стоит отметить: в устье оно может быть замерено через показания натяжки в скважинах малой глубины. Также замеры могут быть проведены на основании массы трубы, если осуществляется работа посредством применения инжекторов.

Продолжительность бурения канала, не превышающего длины в 0,1 км, составит порядка получаса. При этом выходящих из скважины радиальных стволов может быть, как несколько единиц, так и несколько десятков.

### **3.2.5 Технология перфорационного бурения**

Вторым перспективным направлением строительства радиальных каналов является отечественная технология «Перфобур», основоположником которой принято считать профессора Уфимского государственного нефтяного технического университета Лягова А.В. Им было предложено бурение спиралеобразных каналов диаметром 56-58 мм и длиной до 50 м по прогнозируемой траектории.

Перфорационный бур опускается в скважину на установленную глубину специально фиксированном на НКТ, то есть заранее с ним соединенным. Важнейшие узлы бура, представленные на рисунке 14, это:

- толкатель D в 0,5 см;
- узел поворота;
- прибор имитации осевых нагрузок;
- труба, гибкая, D 2,5-2,7 см;
- винтовой забойный двигатель с двумя секциями;
- долото D 5,6-5,8 см.

Также снизу к корпусу трубного вида подсоединен якорь и специальный клин отклоняющего типа, который служит креплению на забое [47].

В компоновке перфорационных буров нередко включается автономного типа инклинометр. Он дает возможность совершать регистрацию положений у КНБК. Цена на строительство единичного канала длиной не более 14 м при условии проведения геофизических исследований – 1,2-5 миллионов рублей.

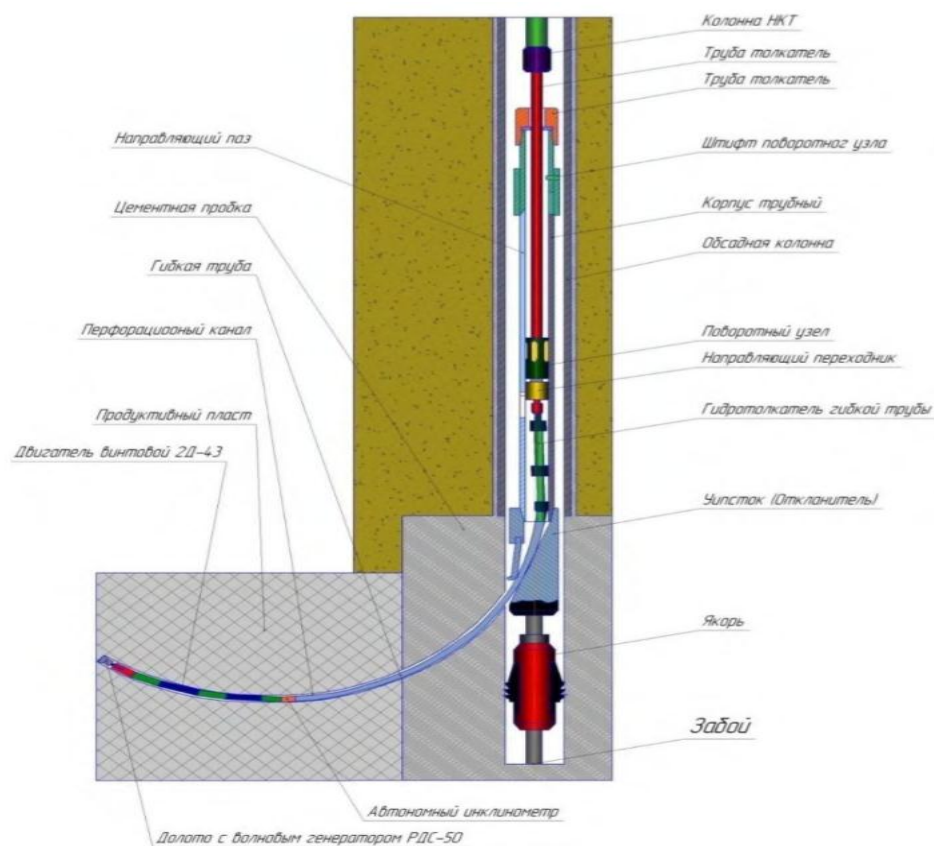


Рисунок 10 – Перфобур секционный

Анализируя приведенные технологии строительства многоствольных скважин и принимая во внимание геологическое описание нефтеносных пластов Алымской свиты, можно сделать вывод о целесообразности бурения дополнительных стволов методом перфорационного бурения. Эта технология имеет значительное преимущество перед аналогами – возможность бурения согласно прогнозируемой траектории, возможность ориентирования на забой скважины оборудования. Это позволяет пробурить до 4-х каналов внутри пределов одного пласта, чем способствует интенсификации в скважины притока нефти.

### 3.3 Технологическое обоснование системы «Перфобур»

Реализация данной технологии на скважине сводится к осуществлению следующих основных операций:

1. Определение интервала зарезки бокового канала с учетом выбранной компоновки перфобура;
2. Вырезка окна в обсадной колонне или ее участка в заданном интервале;
3. Спуск на искусственный забой и ориентирование по азимуту якоря и клин-отклонителя;
4. Спуск в скважину собранной компоновки перфобура и бурение радиального канала на заданную глубину.

#### 3.3.1 Вырезка участка обсадной колонны

Для придания направления КНБК перфобура необходимо использование специального клин-отклонителя, опирающийся на якорь. При использовании компоновки для перфорационного бурения боковых каналов две системы закрепления якоря в стволе скважины:

- 1) с опорой на забой и вырезанием участка обсадной колонны;
- 2) без опоры на забой и вырезанием окна в обсадной колонне.

С целью визуализации, приведённые выше этапы представлены на рисунке 11.



Рисунок 11 – Этапы забуривания боковых каналов с опорой якоря на забой

Данный способ является достаточно распространённым. По окончании работ клин извлекается при помощи специального инструмента и производится разбуривание цементного моста.

Этот метод достаточно долгий, так как необходимо дополнительное время для ОЗЦ и требует больших капитальных затрат. Наиболее эффективным будет использование второго способа: вырезания окна в обсадной колонне за одно СПО без опоры на забой. Для его осуществления предусматривается использование специального комплекта технических средств, который состоит из (рисунок 12):

- гидравлического якоря;
- клина-отклонителя;
- набора фрезеров;
- вспомогательного инструмента.



Рисунок 12. КТС для вырезки «окна» в обсадной колонне

Работы по зарезке бокового ствола с помощью КТС производят в следующей последовательности:

- собранный на устье КТС на буровых трубах спускается в заранее прошаблонированную скважину на заданную глубину;

- вращением БК производят ориентирование клин-отклонителя по проектному азимуту;
- гидравлическим способом фиксируют якорь клин-отклонителя;
- натяжением БК срезаются стопорные винты и происходит фиксация клин-отклонителя на якоре, дальнейшим натяжением освобождается инструмент;
- при заданных параметрах фрезерования начинается вырезка «окна» в обсадной колонне, заканчивающаяся после выходы расширяющейся части фрезера за обсадную колонну [24].

Предполагается использование комплекта типа «ИНКОС». В качестве якоря гидравлического клина-отклонителя (рисунок 13) служит профильная труба, раскрытие которой происходит при создании к колонне избыточного давления.



Рисунок 13 – Гидравлический клин-отклонитель

Минусом данной технологии является то, что происходит сужение в материнском стволе проходного сечения по причине оставшейся в колонне профильной трубы.

### *Выводы*

Данная методика бурения скважин характеризуется большим набором полезных свойств, если сравнивать ее с классическим многоствольным методом. Это обусловлено повышенной  $S$  очищаемого флюида, а также снижением сроков продуктивного использования месторождения. Эти и многие другие плюсы позволяют добиться значительного снижения расходов на постройку скважин, а также повысить интенсивность притока полезных ископаемых. Совокупность таких факторов непременно только положительно скажется на выручке, что отражено в проведенных ранее расчетных работах.

## 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРС ЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

### 4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины. Исходные данные в таблице 13.

Таблица 13-Исходные данные

|  |                            |
|--|----------------------------|
| Проектная глубина, м:                      | 2960                       |
| Способ бурения:                            |                            |
| – под направление                          | Роторный                   |
| – под кондуктор и эксплуатационную колонны | ГЗД                        |
| Цель бурения                               | разведка                   |
| Конструкция скважины:                      |                            |
| – направление                              | d 394 мм на глубину 50 м   |
| – кондуктор                                | d 295 мм на глубину 860 м  |
| – эксплуатационная                         | d 216 мм на глубину 2960 м |
| Буровая установка                          | Уралмаш 3000 ЭУК-1М        |
| Оснастка талевого системы                  | 5'6                        |
| Насосы:                                    |                            |
| – тип- количество, шт.                     | УНБТ-950                   |
| производительность, л/с:                   |                            |
| – в интервале 0-50 м                       | 20                         |
| – в интервале 50-860 м                     | 55                         |
| – в интервале 860-2960 м                   | 32                         |
| Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):         |                            |
| – в интервале 50-860 м                     | УБТ-203 – 48 м             |
| – в интервале 860-2960 м                   | УБТ 178 – 144 м            |
| Забойный двигатель (тип):                  |                            |
| – в интервале 50-860 м                     | ДРУ-240/9,2                |
| – в интервале 860-2960 м                   | ДРУ-172/7,8                |
| Бурильные трубы: длина свечей, м           | 25                         |
| – в интервале 0-50 м                       | 127'9                      |
| – в интервале 50-860 м                     | 127'9                      |
| – в интервале 860-2960 м                   | 127'9                      |
| Типы и размеры долот:                      |                            |
| – в интервале 0-50 м                       | III 393,7 М-ГВУ R227       |
| – в интервале 50-860 м                     | III 292.3 MC-ГAY R116      |
| – в интервале 860-2960 м                   | PDC VS516DG1HXU (7x8мм)    |



#### 4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото по Красноярскому краю представлены в таблице 14 [21,22].

Таблица 14 – Нормы механического бурения на месторождении Томской области

| Интервалы бурения | Интервал, м |          | Количество метров в интервале, м | Норма времени механического бурения 1м породы, ч | Норма проходки на долото, м |
|-------------------|-------------|----------|----------------------------------|--|-----------------------------|
|                   | от (верх)   | до (низ) |                                  |  |                             |
| 1                 | 0           | 50       | 50                               | 0,026  | 490                         |
| 2                 | 50          | 860      | 810                              | 0,032  | 840                         |
| 3                 | 860         | 2960     | 2100                             | 0,036  | 1600                        |

Нормативное время на механическое  $N$ , ч бурение рассчитывается по формуле:

$$N = T \cdot H, \quad (6)$$

где  $T$  – норма времени на бурение 1 метра, ч/м;

$H$  – количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 50 \cdot 0,026 = 1,3 \text{ ч.}$$

Аналогично произведем расчет остальных интервалов, результаты представлены в таблице 15 [21, 22].

Таблица 15 – Нормативное время бурения

| Количество метров в интервале, м | Норма времени на бурение 1 метра, ч/м | Нормативное время на механическое бурение, ч |
|----------------------------------|---------------------------------------|--|
| 50                               | 0,026                                 | 1,3  |
| 810                              | 0,032                                 | 20,8   |
| 2100                             | 0,036                                 | 83,16  |
| Итого                            |                                       | 105,26                                       |

Далее производится расчет нормативного количества долот  $n$  с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле:

$$n = H / \Pi, \quad (7)$$

где  $\Pi$  – нормативная проходка на долото в данном интервале, м. Результаты расчета нормативного количества долот приведены в таблице 16 [21,22] .

Таблица 16 – Нормативное количество долот

| Количество метров в интервале $H$ , м | Нормативная проходка на долото в данном интервале $\Pi$ , м | $n$         |
|---------------------------------------|---|-------------|
| 50                                    | 490   | 0,1         |
| 810                                   | 840   | 0,77        |
| 2100                                  | 1600  | 1,44        |
| <b>Итого на скважину</b>              |   | <b>2,31</b> |

#### 4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Укрупненные нормы времени на СПО ТСПО, с составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Результаты расчета нормативного времени на спускоподъемные операции представлены в предложении И [34, 39].

#### 4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 мин.

Нормативное время составит:

- кондуктор:  $3 \cdot 1 = 3$  мин;
- эксплуатационная колонна:  $8 \cdot 1 = 8$  мин.

#### 4.1.4 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не выше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления 8 ч, кондуктора 16 ч, эксплуатационной колонны 24 ч.

#### 4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ [21, 22]:

Отворот долота – 7 минут. Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента  $L_c$ , м по формуле

$$L_c = L_k - L_n, \quad (8)$$

где  $L_k$  – глубина кондуктора, м;

$L_n$  – длина цементной пробки, м.

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента  $L_n$ , м квадрата (28 м), переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

в) определяется, длина бурильных труб  $L_T$ , м по формуле [34,39]:

$$L_T = L_c - L_n, \quad (9)$$

Для направления:

$$L_T = 50 - 25 = 25 \text{ м}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей  $N$  по формуле

$$N = L_T / l_c, \quad (10)$$

где  $l_c$  – длина одной свечи, м

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 минуты.

$$T_{\text{секции}} = N \cdot 2 + 5.$$

1. Для направления [21, 22]:  $T_{\text{напр.}} = 0,4 \cdot 2 + 5 = 5,08$  мин

2. Для кондуктора:  $T_{\text{конд.}} = 27 \cdot 2 + 5 = 59$  мин

3. Для эксплуатационной колонны:  $T_{конд.} = 121 \cdot 2 + 5 = 247$  мин. Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 17 минут. Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 минуты. Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

#### **4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы**

Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 ч.

#### **4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами**

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,56 ч.

#### **4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ**

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). Величина процента принимается по сборнику ЕНВ [21, 22].

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 231,77 часов или 9,65 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %. Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$231,77 \times 0,066 = 15,2 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$231,77 + 15,396 + 25 = 272,166 \text{ ч} = 11,34 \text{ суток.}$$

## 4.2 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

### 4.2.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления

#### скважины

Проектная продолжительность  $T_{пр}$ , ч определяется по формуле[21, 22, 39]:

$$T_{пр} = T_n \cdot k, \quad (11)$$

где  $T_n$ , – проектная продолжительность строительства скважины, ч;

$k$  – поправочный коэффициент

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{пр} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (12)$$

где  $\Delta t$  – затраты времени, обусловленные остановками и авариями, независящими от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

$t_{пр}, t_{кр}, t_{всп}, t_p$  – соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года, ч.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Продолжительность бурения и крепления скважины

| Вид работ   | нормативная, ч | Продолжительность |       |
|---|----------------|-------------------|-------|
|   |                | проектная         |       |
|   |                | ч                 | сут.  |
| Бурение: направление кондуктор эксплуатационная колонна   | 1,14           | 1,89              | 0,07  |
|   | 29,32          | 32,28             | 1,34  |
|   | 88,39          | 78,64             | 7,38  |
| Крепление: направление кондуктор эксплуатационная колонна | 3,56           | 3,73              | 0,15  |
|   | 16,0           | 16,8              | 0,7   |
|   | 35,3           | 7,06              | 1,54  |
| Итого   | 173,39         | 140,4             | 11,18 |

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в приложении И.

#### 4.3 Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проходки скважины:

а) механическая скорость  $V_M$ , м/ч

$$V_M = H/T_M, \quad (13)$$

где  $H$  – глубина скважины, м;

$T_M$  – время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость  $V_p$ , м/ч

$$V_p = H/(T_M + T_{сно}), \quad (14)$$

где  $T_{сно}$  – время спускоподъемных операций, ч.

в) коммерческая скорость

$$V_K = (H \cdot 720)/T_H, \quad (15)$$

где  $T_H$  – нормативная продолжительность бурения скважин, ч. г) проходка на долото  $h_\partial$ , м

$$h_\partial = H/n, \quad (16)$$

где  $n$  – количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{clm} = (C_{см} - П_n)/H, \quad (17)$$

где  $C_{см}$  – сметная стоимость строительства скважины, руб;

$П_n$  – плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 18.

Таблица 18 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

| Показатели                        | Величина |
|-----------------------------------|----------|
| Глубина скважины, м               | 2960     |
| Продолжительность бурения, сут.   | 11,18    |
| Механическая скорость, м/ч        | 28,1     |
| Рейсовая скорость, м/ч            | 18,1     |
| Коммерческая скорость, м/ст.-мес. | 12291,36 |
| Проходка на долото, м             | 1281,38  |

## 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

### 5.1 Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении.

Таблица 19 – Основные опасные и вредные производственные факторы

| Вид работ  | Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ с изменениями 1999 г. |                              | Нормативные документы                                |
|--|--|------------------------------|--|
| Камеральный этап (работа внутри помещения)   |  |                              |  |
|  | Вредные  | Опасные                      |  |
| Работа за персональ-ным компьютером (ПК) и оборудованием уда-ленного контроля и мониторинга (систе-ма телеметрии) рас-положенного на ра-бочем месте внутри помещения | Отклонение показателей микро-климата в помещении       |                              | СанПиН 2.2.4.548-96                                  |
|  | Недостаточная освещенность рабочей зоны                |                              |  |
|  | Нервно-эмоциональное напряжение                        |                              |  |
|  | Превышение уровней шума                                |                              |  |
|  | Превышение уровня вибрации                             | Электрический ток            | ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. |
|  | Повышенная запыленность и зага-зованность рабочей зоны |                              |  |
|  | Повышенная запыленность и зага-зованность рабочей зоны | Пожаро-врывобезопасн-ость    |  |
| Полевой этап   |  |                              |  |
|  | Отклонение показателей климата на открытом воздухе     | Опасные                      | ПБ 08-624–03, ГОСТ 12.1.012- 90, ГОСТ 12.1.029-80    |
| Работа непосред-ственно на месте, на кустовой площадке   | Превышение уровней шума                                | Движущиеся машины меха-низмы |  |
|  | Превышение уровня вибрации                             | Электрический ток            |  |



### 5.1.1 Анализ выявленных вредных факторов при строительстве разведочной вертикальной скважины глубиной 2960 метров на нефтяном месторождении

Рассмотрим основные показатели микроклимата рабочей зоны и сравним с допустимыми значениями (таблица 20) согласно санитарным нормам и правилам (СанПиН) 2.2.4.548-96.

Таблица 20 – Допустимые параметры микроклимата на рабочих местах производственных помещений

| Сезон и года | Категория тяжести выполняемых работ | Температура, 0°С     |                     | Относительная влажность, % |                     | Скорость движения воздуха, м/с |                     |
|--------------|-------------------------------------|----------------------|---------------------|----------------------------|---------------------|--------------------------------|---------------------|
|              |                                     | фактическое значение | допустимое значение | фактическое значение       | допустимое значение | фактическое значение           | допустимое значение |
| Холодный     | 1б                                  | 22                   | 19-24               | 45                         | 15-75               | 0-0,05                         | 0,1                 |
| Теплый       | 1б                                  | 24                   | 20-28               | 55                         | 15-75               | 0-0,05                         | 0,1                 |

Рекомендации по улучшению и оздоровлению условий труда.

Основание для выдачи работнику средств индивидуальной защиты (СИЗ):

п.7 Приложение к приказу Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации от «9» декабря 2009 г. № 970н. Типовые нормы бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением.

### *Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны*

Для контроля за запыленностью и загазованностью используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ: метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) –  $300 \text{ мг/м}^3$ , нефть по санитарным нормам относится к 3-му классу опасности –  $10 \text{ мг/м}^3$ , ПДК сероводорода в присутствии углеродов ( $\text{C}_1\text{-C}_5$ ) –  $3 \text{ мг/м}^3$  (2-ой класс опасности);

В случае превышения ПДК, работники должны быть обеспечены индивидуальными средствами защиты, такими как противогазы и респираторы. В качестве коллективной защиты применять средства вентиляции [1].

### *Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны*

Работа на буровой сопряжена с работой на открытом воздухе, что приводит к заболеваниям рабочего персонала. Температура воздуха рабочей зоны оказывает непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность. В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более  $0,2 \text{ м}^2$  (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать  $10 \text{ Вт/м}^2$  [16]. С целью профилактики перегревания организуют рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха. От перегрева головного мозга солнечными лучами предусматривают головные уборы.

В зимнее время температура воздуха понижается до  $-50^{\circ}\text{C}$ . К спецодежде, предназначенной для защиты от пониженных температур, предъявляются особые технические требования, приведенные в ГОСТ Р 12.4.236–2011 [18]. Основное требование к зимней спецодежде — это сохранение работоспособности и здоровья сотрудников предприятия при нахождении на морозе в течение двух часов. Согласно ГОСТ Р 12.4.218-99 [19], зимняя спецодежда должна быть максимально комфортна. Необходимыми деталями зимней спецодежды являются: утепленные воротники и капюшоны, трикотажные манжеты на рукавах, ветрозащитные планки, утепленная область поясницы.

Для защиты от переохлаждения при проведении полевых работ в зимнее время года предусматривает следующие меры: создание укрытий рабочих мест, обеспечение работников тёплой спецодеждой, сокращение продолжительности рабочей смены, прекращение работ в зависимости от погодных условий.

В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время. Работодатель обязан обеспечить оборудование помещений для обогрева и отдыха работников [20].

### *Повышенный уровень вибрации*

Источниками вибрации являются вибросита, необходимые для очистки бурового раствора, центрифуги, работающие насосы. Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду  $0 \div 28$  мм. Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ "Вибрация. Общие требования безопасности" [6].

### *Повышенный уровень шума*

Источниками шума на буровой являются работающие насосы, вибросита. Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ "Шум. Общие требования безопасности" [7]. Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты. К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение.

### *Недостаточная освещенность рабочей зоны*

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение" [8]. Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. На буровой используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное. Также следует отметить, что освещенность регламентируется в соответствии с «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности» [9].

Существуют следующие нормы освещенности, измеряемые в люксах (лк): стол ротора – 100 лк, пути движения талевого блока – 30 лк, превенторные установки – 75 лк, полати верхового рабочего – 10 лк, приемные мостки – 30 лк, пусковые ящики насосного блока – 50 лк, буровые насосы – 25 лк.

#### *Повреждения в результате контакта с насекомыми*

Буровая установка расположена в полевых условиях и поэтому в близлежащих окрестностях обитают кровососущие насекомые (клещи, комары, мошки и т.д.). Исходя из этого работники должны быть обеспечены за счет предприятия соответствующими средствами защиты, а также накомарниками [17]. Существует два основных способа защиты от нападения и укусов насекомых: защитная одежда и применение репеллентных средств. В полевых условиях особо опасным насекомым является клещ, как переносчик клещевого энцефалита, поэтому необходимо уделить особое внимание противоэнцефалитным прививкам.

### **5.2 Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы**

Травмы, связанные с этими факторами в основном связаны с несоблюдением техники безопасности. Поэтому для недопущения их появления необходимо выполнять следующее: проводить первичный инструктаж при приеме на работу, проводить ежедневный инструктаж на рабочем месте в зависимости от выполняемых работ с личной росписью каждого инструктируемого в журнале правил безопасности, вращающиеся части механизмов должны быть максимально огорожены для предотвращения попадания в них предметов. Во время работы, весь персонал при нахождении в зоне производства работ должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (каска, перчатки, спецодежда и др.), согласно нормам: "Типовые отраслевые нормы бесплатной выдачи спецодежды", утвержденных

приказом Минтруда России от 09.12.2014 N 997н [21], проводить проверку лебедки и частей подъемного механизма не реже 1 раза в смену.

### *Повышенное значение напряжения в электрической цепи*

Поражение электрическим током является опасным производственным фактором. Поражение человека электрическим током или электрической дугой может произойти в следующих случаях: при прикосновении к токоведущим частям, при однофазном (однополюсном) прикосновении незащищенного от земли человека к незащищенным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Основными мероприятиями по обеспечению электробезопасности являются: своевременный осмотр технического оборудования, изоляции, применение средств индивидуальной защиты (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок, применение средств коллективной защиты: ограждения, сигнализации, изолирующие устройства и покрытия, устройства защитного заземления, устройства автоматического отключения.

### *Расположение рабочего места на значительной высоте от земли*

Работы непосредственно на буровой установке ведутся на определенном расстоянии от земли, которое зависит от применяемой установки. Поэтому должно быть исключено падение работников с высоты. Для этого необходимо проводить ряд мероприятий: работы, проводимые на высоте должны, проводиться с применением страховочного троса, в соответствии с «Правилами безопасности нефтяной и газовой промышленности» [9] палаты верхового должны быть оборудованы ограждениями высотой не менее 1 м.

Также следует отметить, что буровая вышка должна быть обеспечена маршевыми лестницами (угол падения их не более 60°, ширина 0,7 м). Между маршами лестниц следует устроить переходные площадки. Расстояние между ступень-

ками по высоте не более 25 см, они должны иметь уклон внутрь  $2\div 5^\circ$ . С обеих сторон ступени должны иметь планки или бортовую обшивку, высотой 15 см. Пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения.

Опасные и вредные факторы при выполнении работ по строительству разведочной нефтяной скважины представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ по строительству разведочной нефтяной скважины

| Источник фактора, наименование видов работ  | Факторы по ГОСТ 12.0.003-74   |   | Нормативные документы  |
|---|---|---|--|
|   | вредные   | опасные   |  |
| <p>1. Бурение скважины и последующий спуск обсадной колонны: проведение спуско-подъемных операций, наращивание колонны, сборка и разборка компоновки низа бурильной колонны, приготовление и контроль за параметрами бурового раствора.</p> <p>2. Цементирование скважины: подготовка тампонажного раствора, техники, необходимой для закачивания цемента, а также контроль за необходимыми параметрами в процессе тампонажирования.</p> <p>3. Освоение продуктивного горизонта</p> | <p>1 Повышенная загазованность и загазованность воздуха рабочей зоны.</p> <p>2 Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.</p> <p>3 Повышенный уровень шума на рабочем месте.</p> <p>4 Повышенный уровень вибрации на рабочем месте.</p> <p>5 Недостаточная освещенность рабочей зоны.</p> <p>6 Повреждения в результате контакта с насекомыми.</p> | <p>1 Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрывающиеся горные породы.</p> <p>2 Повышенное значение напряжения в электрической цепи</p> <p>3 Расположение рабочего места на значительной высоте от земли.</p> <p>4 Пожарная безопасность</p> | <p>1 ГОСТ 12.0.002-80 [2].</p> <p>2 ГОСТ 12.0.003-74 [3].</p> <p>3 ГОСТ 12.1.005-88 [4].</p> <p>4 СНИП 2.04.05-91 [5].</p> <p>5 ГОСТ 12.1.012-90 [6].</p> <p>6 ГОСТ 12.1.003-83 [7].</p> <p>7 СНИП 23-05-95 [8].</p> <p>8 «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности» [9].</p> <p>9 ГОСТ 12.1.007-76 [10].</p> <p>10 ГОСТ 12.2.003-91 [11].</p> <p>11 ГОСТ 12.3.003-75 [12].</p> <p>12 РД 34.21.122-87 [13].</p> <p>13 СНИП 4557-88 [14].</p> <p>14 ГОСТ 12.1.008-76 [15].</p> <p>15 МР 2.2.8.2127-06 [16].</p> <p>16 Н 2.2.5.1313-03 [17].</p> |

### 5.3 Экологическая безопасность

На сегодняшний день нефтяная промышленность является одной из самых наиболее загрязняющих экологию отраслей. Это связано с тем, что все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки. Именно поэтому необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

#### *Влияние на атмосферу*

Атмосфера всегда содержит определенное количество примесей, поступающих от естественных и антропогенных источников. К числу примесей, выделяемых естественными источниками, относят: пыль, туман, дымы, газы от лесных и степных пожаров и др.

К вредным источникам воздействия на атмосферу относятся: выхлопные газы автотранспортной, строительной и дорожной техники. Для предотвращения загрязнения атмосферы необходимо использовать только исправную технику с минимальными выхлопами углекислого газа в воздух.

#### *Влияние на гидросферу*

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдет загрязнение водяного пласта. Может произойти поступление бурового раствора в близко лежащие водяные пласты и тем самым так же произойдет загрязнение питьевой воды.

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия: сооружение водоотводов, накопителей и отстойников, очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики), строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора, создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.



### *Влияние на литосферу*

Источниками загрязнения почвы могут быть: отработанный буровой раствор, выбрасываемый в амбар; различные масла, дизельное топливо нефть. Также следует отметить, что при строительстве скважины может происходить разрушение плодородного слоя почвы. Для сохранения качества почвы необходимо: использовать буровые растворы с малой фильтрацией, для предотвращения попадания фильтрата в почву, сократить до минимума попадание различных масел, дизельного топлива и нефти на землю.

## **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

### *Мероприятия по устранению ЧС ГНВП пожаров*

Чрезвычайная ситуация – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие смерти, а также ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин:

- лесные пожары;
- газонефтеводопроявления (ГНВП);
- взрывы ГСМ;
- разрушение буровой установки;

Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин, является газонефтеводопроявления (ГНВП).

Основными причинами возникновения ГНВП являются:

- недостаточная плотность бурового раствора, вследствие, ошибки при составлении плана работ или несоблюдении рекомендуемых параметров промывочной жидкости буровой бригадой;

- недолив скважины при спуско-подъемных операциях;
- поглощение жидкости, находящейся в скважине;
- уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта;

- длительные остановки скважины без промывки.

В результате всех вышеперечисленных причин, возможно возникновение флюидопроявления, которое постепенно переходит в открытый неуправляемый фонтан нефти, газа, смеси нефти и газа. Последствия фонтанирования глобальны, вплоть до полного уничтожения кустового оборудования, плодородного слоя земли, продуктивного горизонта и человеческих жертв.

С целью предупреждения ГНВП перед вскрытием пласта с возможным проявлением необходимо:

- провести инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ГНВП;
- проверить состояние буровой установки, ПВО, инструмента и приспособлений;
- провести учебную тревогу;
- оценить готовность к утяжелению бурового раствора.

Перед вскрытием продуктивного горизонта и при наличии во вскрытом разрезе нефтегазосодержащих отложений, а также других высоконапорных горизонтов, на объекте должны быть вывешены предупредительные надписи: «Внимание! Вскрыт продуктивный пласт!», «Недолив скважин – путь к фонтану!».

Действия буровой бригады при сигнале «Выброс»:

- зафиксировать показания давления в трубном и затрубном пространствах, плотность бурового раствора, объем поступившего флюида;
- загерметезировать канал бурильных труб и устье скважины (закрыть пре-венторы);
- оповестить руководство предприятия о ГНВП;

- далее действовать в соответствии с планом ликвидации аварии. Ликвидация ГНВП Проходит в два этапа:

- вымыв флюида – комплекс технологических операций, при которых производится удаление из скважины поступивших пластовых флюидов на дневную поверхность;

- глушение скважины – комплекс технологических операций, при которых скважина заполняется утяжеленным буровым раствором, обеспечивающим условия безопасного ведения работ по строительству и ремонту скважины.

В процессе строительства скважины возможны возникновения различного вида чрезвычайные ситуации. Это могут быть открытые нефтяные фонтаны, а также взрывы и пожары. Данные факторы приводят к выводу из строя оборудования, нанесение огромного ущерба природной среде.

### **5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Профессия буровика входит в список потенциально опасных с точки зрения вероятности возникновения профессиональных заболеваний. Этому способствует ряд вредных и опасных факторов, начиная от географических условий работы, заканчивая спецификой буровой отрасли. Поэтому системный анализ опасных и вредных факторов, а также разработка методов оптимизации рабочего процесса являются актуальными проблемами для улучшения условий труда работников буровых бригад.

Рабочая зона и место бурильщика – часть производственного пространства со всеми расположенными на нем основным и вспомогательным технологическим оборудованием, оснасткой, инвентарем, инструментом, рабочей мебелью и специальными приспособлениями, необходимыми для производства определенного вида работ. Работает бурильщик преимущественно за пультом управления стоя. Следит за приборами на пульте управления.

Большинство месторождений нефти и газа Западной Сибири находятся в районах с суровыми климатическими условиями, часто резко-континентального характера. На работников, при выполнении операций на открытой местности, воздействует комплекс неблагоприятных метеорологических факторов (высокие и низкие температуры, солнечная радиация, осадки, пыльные бури и др.).

В федеральном законе РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда» [1], указано, что с вредными условиями труда сталкиваются рабочие на предприятиях горной и угольной промышленности, на металлургическом и абразивном производстве, в электроэнергетике, в нефтяной и химической промышленности.

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

Законодательно предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации: уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше), оплачиваемый отпуск, являющийся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней), происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада), льготы для пенсионного возраста бесплатное лечение и оздоровление, выдача расходных материалов – спецодежды, обеззараживающих средств.

В федеральном законе РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда», указано, что с вредными условиями труда сталкиваются рабочие на предприятиях горной и угольной промышленности, на металлургическом и абразивном производстве, в электроэнергетике, в нефтяной и химической промышленности.

Государство предусмотрело, что люди, работающие на вредных производствах, обеспечиваются льготами и компенсациями. Компенсация за вредные усло-

вия труда и ее размер устанавливаются на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

Законодательно предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации:

- уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше);
  - оплачиваемый отпуск, являющемся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней);
  - происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада);
  - льготы для пенсионного обеспечения;
  - бесплатное лечение и оздоровление;
  - выдача расходных материалов – спецодежды, обеззараживающих средств
- [18].

Нормативно-правовые акты в области обеспечения охраны труда и промышленной безопасности представлены в таблице 22.

Таблица 22 - Нормативно-правовые акты

| Номер                 | Требования безопасности  |
|-----------------------|--|
| 1                     | 2  |
| ПБ 08-624-03          | Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности   |
| ПБ 08-37-93           | Правила безопасности при геологоразведочных работах  |
| ПУЭ от 1.01.03        | Правила устройства электроустановок  |
| ГОСТ 12.0.003 - 74    | Опасные и вредные производственные факторы. Классификация  |
| ГОСТ 12.1.007-76      | Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности |
| ГОСТ 12.1.003-83      | Шум. Общие требования безопасности   |
| ГОСТ 12.1.012-90      | ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования  |
| ГОСТ 12.1.029-80      | Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума. Классификация                 |
| ГОСТ 12.1.004-91      | Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования                         |
| ГОСТ 12.1.044-89      | Пожаровзрывоопасность веществ и материалов   |
| СНиП 2.09.04-87       | Административные и бытовые здания  |
| СНиП 23-05-95         | Естественное и искусственное освещение   |
| СН 2.2.4/2.1.8.562-96 | Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки         |

### *Вывод*

Раздел социальная ответственность был посвящен охране окружающей среды технике безопасности при бурении, и правилам безопасности при чрезвычайных ситуациях. Предусмотрены все необходимые меры безопасности жизнедеятельности, рассмотрены мероприятия по охране недр и окружающей среды и предупреждению аварий и осложнений.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работы на тему: «Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2960 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)» было выполнено: обоснование профиля и конструкции скважины, определены глубины спуска обсадных колонн и их число, выбраны интервалы цементирования, рассчитаны диаметр проектной скважины и диаметры обсадных колонн и разработана схема обвязки устья скважины. Так же была показана и обоснована классификация долот, а также произведена калькуляция частоты их вращений. Произвели расчет нагрузки осевого характера, а также выработаны предпочтительные режимы функционирования, выбраны оптимальные буровые смеси и их потребление. На основании полученных данных была подобрана оптимальная буровая установка. Также подчеркнем, что был показан проект и его обоснование по компоновке низа буровых колонн. Данный выбор позволяет нам достичь оптимальных результатов проходки скважины, с наименьшим потреблением средств и времени на строительство скважины и наилучшем коэффициентом ее работы. Работа составлена на основе анализа существующих технологий строительства скважин, а также использовался накопленный опыт бурения в районах с аналогичными геологическими и географическими условиями.

Дальнейшее изучение современных технологий бурения протяженных каналов сверхмалого диаметра позволят существенно сократить затраты на строительство многоствольных скважин и разработку месторождений, задействовать в разработку коллектора со сложным геологическим строением, а также в целом увеличить дебиты скважин.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ 12.0.003-2015 – Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
2. ГОСТ 12.2.003-91 – Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
3. ГОСТ 12.2.062-81 – Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
4. ГОСТ 12.4.011-89 – Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
5. ГОСТ 12.1.005-88 – Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
6. СанПиН 2.2.4.548-96 – Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
7. ГОСТ 12.4.026-2001 – Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний.
8. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.
9. ГОСТ 31192.2-2005 Вибрация. Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека.
10. СанПиН 2.2.4.3359-16 – Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
11. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования.
12. Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.



13. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н., Межлумов А.О., Близнюков В.Ю. Буровое оборудование: Справочник: в 2-х т. Т. 1. Буровой инструмент. – М.: ОАО Издательства «Недра», 2003. – 512 с.
14. Учебное пособие / В. П. Овчинников, В. Г. Кузнецов, О. В. Нагарев, Т. А. Ованесянц. – Тюмень: Экспресс, 2008. – 347 с.
15. Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Агзамов Ф.А., Нагарев О.В. Заканчивание скважин Учебное пособие для вузов. – М.: ООО «Недра Бизнесцентр», Тюмень 2010. – 189 с.
16. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. – 679 с.
17. Борисов К.И., Рязанов В.И. Методические основы расчёта колонны бурильных труб: Учебное пособие. – Томск: Изд.ТПУ, 2005. – 75 с.
18. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин. – М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. – 262 с.
19. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 670 с.
20. Булатов, Анатолий Иванович. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник / А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, С. А. Шаманов. – М. : Недра, 2003. – 1007 с.
21. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва, 2000. – Ч1.
22. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва, 2000. – Ч2.
23. Балденко Ф.Д. Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 428 с.
24. Инструкция по расчету бурильных колонн. – М.: ВНИИБТ, 1997. – 168 с.
25. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. М.: ВНИИБТ, 1997. – 194 с.

26. Книга инженера по растворам – Москва 2006 г.
27. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие / Под ред. А.Г.Калинина. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2001. – 450 с.
28. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие / Под ред. А.Г.Калинина. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2001. – 450 с.
29. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодский К.М. и др. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник / Под ред. А.Г. Калинина. – М.: Недра, 1997. – 648 с.
30. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. Безопасность жизнедеятельности: Учеб.-метод. Пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – 144 с.
31. Редутинский Л.С. Расчет параметров цементирования обсадных колонн – Томск: Изд. ТПУ, 1997. – 47 с.
32. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. Москва, 2003 г. – 263 с.
33. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. Москва, «Недра», 2004 – 187 с.
34. Основы менеджмента (нефтяная и газовая промышленность) : учебник / А. Ф. Андреев [и др.] ; Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина (РГУ Нефти и Газа) ; под ред. А. Ф. Андреева. – М. : Нефть и газ, 2007. – 264 с.
35. А.В. Епихин, А.В. Ковалев Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методическое пособие. ТПУ – Томск 2016 г.

36. Рязанов В.И., Борисов К.И. Практическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин». – Томск: Изд. ТПУ, 2008. – 94 с.
37. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. СанПиН 2.2.1/2.1.1.984-00. М., Федеральный центр Госсанэпиднадзора Минздрава России, 2000 г.
38. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. Для вузов / А.Н.Попов, А.Н.Спивак, Т.О.Акбулатов и др.; Под общей ред. А.И.Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.
39. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности : учебник / Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина; Под ред. В. Ф. Дунаева. – М. : ЦентрЛитНефтеГаз, 2004. – 368 с. : ил. – (Высшее нефтегазовое образование) . – Библиогр.: с. 365.
40. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Гидравлический расчет цементирования»– Томск Изд. ТПУ, 2018 г.
41. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Выбор способа цементирования» – Томск, Изд. ТПУ, 2017 г.
42. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Расчет обсадных колонн на прочность» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.
43. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Проектирование конструкции скважины» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.
44. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Центрирование обсадной колонны и выбор технологической оснастки» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

45. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Выбор конструкции эксплуатационного забоя». – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.
46. Лягов И.А. Обоснование и разработка технологии вторичного вскрытия продуктивных пластов разветвленными скважинами сверхмалого диаметра: дис. ... канд. технич. наук. НМСУ «Горный», СПб, 2014. –211 с.
47. Лягова М.А. Компонировка перфобура для бурения глубоких каналов специальными винтовыми двигателями малого диаметра: дис. ... канд. техн. наук: 05.02.13 / Лягова Марина Александровна. – Уфа, 2012. –167 с.
48. Максимов В.П. Особенности освоения нефтяных месторождений Западной Сибири [Электронный ресурс]. – портал научно-технической информации ЭБ нефть и газ. – режим доступа к portalу: <http://nglib.ru/annotation.jsp?book=003944> (дата обращения: 13.04.2017).
49. Юртаев С.Л., Шедь С.Н. «Справочник по забурированию боковых стволов в нефтяных и газовых скважинах» /Нижневартовск: Изд-во Нижневарт. гуманитар. ун-та, 2013. – 235 с.

## Приложение А

Таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности интервалов

| Глубина залегания, м |          | Стратиграфическое подразделение |                                     | Элементы залегания (падения) |               | Коэффициент кавернозности в интервале |
|----------------------|----------|---------------------------------|-------------------------------------|------------------------------|---------------|---------------------------------------|
| РЗ/cg (tv) (верх)    | до (низ) | название                        | индекс                              | угол, град.                  | азимут, град. |                                       |
| 1                    | 2        | 3                               | 4                                   | 5                            | 6             | 7                                     |
| 0                    | 35       | четвертичная система            | Q                                   | -                            | -             | 1.30                                  |
| 35                   | 170      | некрасовская серия              | P <sub>3</sub> /nkr                 | -                            | -             | 1.30                                  |
| 170                  | 340      | чеганская свита                 | P <sub>3</sub> +P <sub>2</sub> chg  | -                            | -             | 1.25                                  |
| 340                  | 500      | люлинворская свита              | P <sub>2</sub> /llv                 | -                            | -             | 1.25                                  |
| 500                  | 570      | талицкая свита                  | P <sub>1</sub> /tl                  | -                            | -             | 1.25                                  |
| 570                  | 630      | ганькинская свита               | K <sub>2</sub> /gn                  | -                            | -             | 1.25                                  |
| 630                  | 690      | славгородская свита             | K <sub>2</sub> /sl                  | -                            | -             | 1.20                                  |
| 690                  | 850      | ипатовская свита                | K <sub>2</sub> /ip                  | -                            | -             | 1.20                                  |
| 850                  | 867      | кузнецовская свита              | K <sub>2</sub> /kz                  | -                            | -             | 1.20                                  |
| 867                  | 1655     | покурская свита                 | K <sub>2</sub> +K <sub>1</sub> /pkr | -                            | -             | 1.20                                  |
| 1655                 | 1724     | алымская свита                  | K <sub>1</sub> /al                  | -                            | -             | 1.20                                  |
| 1724                 | 2263     | киялинская (вартовская)         | K <sub>1</sub> /kls                 | -                            | -             | 1.10                                  |
| 2263                 | 2329     | тарская свита                   | K <sub>1</sub> /tr                  | -                            | -             | 1.10                                  |
| 2329                 | 2593     | куломзинская свита              | K <sub>1</sub> /klm                 | -                            | -             | 1.10                                  |
| 2593                 | 2608     | баженовская свита               | J <sub>3</sub> /bg                  | -                            | -             | 1.10                                  |
| 2608                 | 2611     | георгиевская свита              | J <sub>3</sub> /gr                  | -                            | -             | 1.10                                  |
| 2611                 | 2687     | васюганская свита               | J <sub>3</sub> +J <sub>2</sub> /vs  | -                            | -             | 1.10                                  |
| 2687                 | 2890     | тюменская свита                 | J <sub>2</sub> /tm                  | -                            | -             | 1.10                                  |
| 2890                 | 2945     | салатская свита                 | J <sub>2</sub> +J <sub>1</sub> /st  | -                            | -             | 1.10                                  |
| 2945                 | 3000     | тогурская свита                 | J <sub>1</sub> /tg                  | -                            | -             | 1.10                                  |

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

| Индекс<br>стратиграфического<br>подразделения | Интервал, м  |             | Стандартное описание<br>горной породы: пол-<br>ное название, харак-<br>терные признаки<br>(структура, текстура, минераль-<br>ный состав и т.п.)   |
|---|--------------|-------------|---|
|   | от<br>(верх) | до<br>(низ) |   |
| 1   | 2            | 3           | б   |
| Q   | 0            | 35          | Почвенно-растительный слой; супеси, пески, желтые глины, суглинки.  |
| P <sub>3</sub> /nkr                           | 35           | 170         | Неравномерное переслаивание песков светло-серых мелко-зернистых, светло-серых алевритов и серых, буровато-серых глин, иногда алевритистых.  |
| P <sub>3</sub> +P <sub>2</sub> /chg           | 170          | 340         | Глины жирные на ощупь, темно-зеленые, зеленовато-серые, с многочисленными прослоями и линзами слюдисто-алевритового материала.  |
| P <sub>2</sub> /llv                           | 340          | 500         | Глины зеленовато-серые, желто-зеленые, жирные на ощупь, в нижней части свиты – опоковидные, встречаются прослойки алевритов и песков.   |
| P <sub>1</sub> /tl                            | 500          | 570         | Глины темно-серые до черных, жирные, вязкие, плотные, иногда алевритистые с прослойками алевритов и песков.   |
| K <sub>2</sub> /gn                            | 570          | 630         | Глины серые, темно-серые, иногда алевритистые или известковистые. В верхней части – мергели серые, зеленовато-серые. Прослойки песков и алевритов.  |
| K <sub>2</sub> /sl                            | 630          | 690         | Глины серые, зеленовато-серые алевритистые, иногда опоковидные с редким переслаиванием песчаников и алевролитов.  |
| K <sub>2</sub> /ip                            | 690          | 850         | Песчано-алевритовая толща с прослоями глин. Песчаники и пески разномернистые, алевритистые, иногда глауконитовые. Алевролиты глинистые, глины иногда алеврито-песчанистые.  |
| K <sub>2</sub> /kz                            | 850          | 867         | Глины зеленовато-серые, темно-серые, с прослоями алевролитов, мергелей, опок.   |
| K <sub>2</sub> +K <sub>1</sub> /pkr           | 867          | 1655        | Представлена серыми, светлосерыми песками и песчаниками с прослоями серых алевритистых и песчаных глин и алевролитов. Отмечены прослойки глинистых известняков, мергелей, глинистых сидеритов, линзы и пропластки угля. |

Продолжение таблицы А.2

|  |          |          |  |
|--|----------|----------|--|
| K <sub>1</sub> /<br>al                     | 16<br>55 | 172<br>4 | Верх свиты сложен кошайской пачкой глин, в нижней части песчаный пласт А <sub>1</sub> .  |
| K <sub>1</sub> /<br>kls                    | 17<br>24 | 226<br>3 | Чередование песчаников, алевролитов, аргиллитов с преобладанием глинистых пород.   |
| K <sub>1</sub> /t<br>r                     | 22<br>63 | 232<br>9 | Песчаные пласты с прослоями алевролитов и аргиллитов. Песчаники серые, средне и мелкозернистые, слабо и среднесцементированные. Алевролиты серые, кварц-полевошпатовые. Аргиллиты серые, алевроитовые. |
| K <sub>1</sub> /<br>klm                    | 23<br>29 | 259<br>3 | Аргиллиты серые с редкими прослоями известняка, мергеля, сидерита. В верхней части аргиллиты с прослоями алевролитов, песчаников, иногда известняков.  |
| J <sub>3</sub> /b<br>g                     | 25<br>93 | 260<br>8 | Битуминозные аргиллиты темно-бурые, плотные, крепкие, иногда алевроитистые.  |
| J <sub>3</sub> /g<br>r                     | 26<br>08 | 261<br>1 | Темно-серые и черные аргиллиты с включениями линз темно-серых известняков и детрита.   |
| J <sub>3</sub> +<br>J <sub>2</sub> /v<br>s | 26<br>11 | 268<br>7 | Переслаивание аргиллитов, алевролитов, углистых аргиллитов и песчаников. Выделяется несколько пластов угля.  |
| J <sub>2</sub> /t<br>m                     | 26<br>87 | 289<br>0 | Неравномерное чередование аргиллитов, алевролитов, песчаников, углистых глин и углей.  |
| J <sub>2</sub> +<br>J <sub>1</sub> /s<br>t | 28<br>90 | 294<br>5 | В верхней части пачка аргиллитов и алевролитов с пропластком угля. Нижняя часть сложена средне и крупнозернистыми песчаниками, с включениями: галька, конгломераты, уголь.                             |
| J <sub>1</sub> /t<br>g                     | 29<br>45 | 300<br>0 | Аргиллиты, глинистые осадки с прослоями песчанно-алевритово-углистых пород.  |

Таблица А.3 – Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м |          | Краткое название горной породы | Процент содержания породы, % | Плотность, г/см <sup>3</sup> | Пористость, процент | Проницаемость, мдарси | Глинистость, процент | Карбонатность, процент | Твердость, кгс/мм <sup>2</sup> | Расслоенность породы | Абразивность | Категория породы промышленной классификации (мягкая, средняя и т.п.) |
|---|-------------|----------|--------------------------------|------------------------------|------------------------------|---------------------|-----------------------|----------------------|------------------------|--------------------------------|----------------------|--------------|--|
|   | от (верх)   | до (низ) |                                |                              |                              |                     |                       |                      |                        |                                |                      |              |  |
| 1                                       | 2           | 3        | 4                              | 5                            | 6                            | 7                   | 8                     | 9                    | 10                     | 11                             | 12                   | 13           | 14   |
| Q                                       | 0           | 35       | пески                          | 50                           | 2.0                          | 25-30               | 2500                  | 10                   | 0                      | 10                             | 1                    | 10           | мягкая   |
|   |             |          | супеси                         | 15                           | 2.0                          | -                   | 0                     | -                    | 0                      | 15                             | 3                    | 10           | мягкая   |
|   |             |          | суглинки                       | 15                           | 2.0                          | 25-30               | 0                     | 90                   | 0                      | 10                             | 5                    | 4            | мягкая   |
|   |             |          | глины                          | 20                           | 2.0                          | 25-30               | 0                     | 90                   | 0                      | 0                              | 5                    | 4            | мягкая   |
| P <sub>3</sub> /nkr                     | 35          | 170      | пески                          | 40                           | 2.1                          | 25                  | 1000                  | 20                   | 0                      | 10                             | 5                    | 10           | мягкая   |
|   |             |          | алевриты                       | 20                           | 2.6                          | -                   | 50                    | -                    | 0                      | 10                             | 3                    | 10           | мягкая   |
|   |             |          | глины                          | 40                           | 2.4                          | 30                  | 0                     | 90                   | 0                      | 0                              | 5                    | 4            | мягкая   |
| P <sub>3</sub> +P <sub>2</sub> /chg     | 170         | 340      | глины                          | 100                          | 2.3                          | 25                  | 0                     | 95                   | 0                      | 0                              | 5                    | 4            | мягкая   |
| P <sub>2</sub> /lv                      | 340         | 500      | пески                          | 5                            | 2.1                          | 25                  | 1000                  | 20                   | 0                      | 10                             | 5                    | 10           | мягкая   |
|   |             |          | алевриты                       | 5                            | 2.6                          | -                   | 50                    | -                    | 0                      | 10                             | 3                    | 10           | мягкая   |
|   |             |          | глины                          | 90                           | 2.3                          | 25                  | 0                     | 95                   | 0                      | 10                             | 5                    | 4            | мягкая   |
| P <sub>1</sub> /tl                      | 500         | 570      | глины                          | 80                           | 2.3                          | 25                  | 0                     | 95                   | 0                      | 10                             | 5                    | 4            | мягкая   |
|   |             |          | алевриты                       | 10                           | 2.6                          | -                   | 50                    | -                    | 0                      | 10                             | 3                    | 10           | мягкая   |
|   |             |          | пески                          | 10                           | 2.1                          | 25                  | 1000                  | 20                   | 0                      | 10                             | 5                    | 10           | мягкая   |
| K <sub>2</sub> /gn                      | 570         | 630      | пески                          | 15                           | 2.1                          | 25                  | 1000                  | 20                   | 0                      | 10                             | 5                    | 10           | мягкая   |
|   |             |          | алевриты                       | 25                           | 2.6                          | -                   | 50                    | -                    | 0                      | 10                             | 3                    | 10           | мягкая   |
|   |             |          | глины                          | 60                           | 2.3                          | 25                  | 0                     | 100                  | 0                      | 10                             | 5                    | 4            | мягкая   |
| K <sub>2</sub> /sl                      | 630         | 690      | глины алевриты                 | 85                           | 2.3                          | 16                  | 0                     | 95                   | 0                      | 15                             | 5                    | 4            | мягкая   |
|   |             |          | песчаники                      | 5                            | 2.2                          | 20                  | 0                     | 90                   | 0                      | 35                             | 5                    | 6            | средняя  |
|   |             |          |                                | 10                           | 2.1                          | 25                  | 300                   | 20                   | 0                      | 25                             | 5                    | 10           | мягкая   |
| K <sub>2</sub> /ip                      | 690         | 850      | глины                          | 50                           | 2.3                          | 16                  | 0                     | 95                   | 0                      | 15                             | 5                    | 4            | мягкая   |
|   |             |          | песчаники                      | 35                           | 2.1                          | 25                  | 300                   | 20                   | 0                      | 30                             | 5                    | 10           | средняя  |
|   |             |          | алевриты                       | 15                           | 2.2                          | 20                  | 0                     | 90                   | 0                      | 35                             | 5                    | 6            | средняя  |
| K <sub>2</sub> /kz                      | 850         | 867      | глины                          | 95                           | 2.4                          | 16                  | 0                     | 100                  | 3                      | 25                             | 5                    | 4            | мягкая   |
|   |             |          | алевриты                       | 5                            | 2.2                          | 20                  | 0                     | 90                   | 0                      | 35                             | 5                    | 6            | средняя  |



Продолжение таблицы А.3 – Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважи-  
НЫ

| 1                                   | 2    | 3    | 4                         | 5   | 6    | 7  | 8         | 9   | 10 | 11  | 12  | 13 | 14      |
|-------------------------------------|------|------|---------------------------|-----|------|----|-----------|-----|----|-----|-----|----|---------|
| K <sub>2</sub> +K <sub>1</sub> /pkr | 867  | 1655 | глины                     | 10  | 2.35 | 16 | 0         | 95  | 2  | 25  | 5   | 4  | мягкая  |
|                                     |      |      | угли                      | 5   | 1.2  | -  | 0         | 0   | 0  | 25  | 4   | 5  | средняя |
|                                     |      |      | пески                     | 40  | 2.2  | 38 | 1450-1500 | 7   | 3  | 20  | 1   | 10 | средняя |
|                                     |      |      | алевролиты                | 25  | 2.2  | 20 | 0         | 20  | 5  | 35  | 5   | 6  | средняя |
|                                     |      |      | песчаники                 | 25  | 2.1  | 22 | 20-300    | 10  | 3  | 30  | 5   | 10 | средняя |
| K <sub>1</sub> /al                  | 1655 | 1724 | песчаники                 | 25  | 2.2  | 30 | 90        | 20  | 3  | 35  | 2.5 | 10 | средняя |
|                                     |      |      | глины                     | 75  | 2.3  | 15 | 0         | 100 | 2  | 30  | 1   | 4  | средняя |
| K <sub>1</sub> /kls                 | 1724 | 2263 | глины аргил-<br>литы      | 45  | 2.0  | 22 | 30        | 95  | 10 | 25  | 3.5 | 4  | средняя |
|                                     |      |      | алевро-<br>литы           | 5   | 2.4  | 16 | 0         | 100 | 5  | 50  | 3   | 4  | средняя |
|                                     |      |      | песчаники                 | 35  | 2.4  | 14 | 0         | 20  | 5  | 35  | 3.5 | 6  | средняя |
|                                     |      |      |                           | 45  | 2.2  | 20 | 10        | 15  | 10 | 40  | 3.5 | 10 | средняя |
| K <sub>1</sub> /tr                  | 2263 | 2329 | песчаники алев-<br>ролиты | 10  | 2.3  | 22 | 30        | 5   | 5  | 45  | 3   | 10 | средняя |
|                                     |      |      | аргиллиты                 | 15  | 2.35 | 20 | 10        | 30  | 5  | 35  | 3   | 6  | средняя |
|                                     |      |      |                           | 75  | 2.4  | 16 | 0         | 100 | 5  | 50  | 3   | 4  | средняя |
| K <sub>1</sub> /klm                 | 2329 | 2593 | аргиллиты                 | 75  | 2.4  | 5  | 0         | 95  | 5  | 70  | 3   | 4  | твердые |
|                                     |      |      | песчаники                 | 15  | 2.3  | 22 | 30        | 5   | 5  | 45  | 3   | 10 | твердые |
|                                     |      |      | алевролиты                | 35  | 2.35 | 20 | 10        | 30  | 5  | 35  | 3   | 6  | средняя |
| J <sub>3</sub> /bg                  | 2593 | 2608 | аргиллиты<br>битуминозные | 100 | 2.45 | 0  | 0         | 100 | 10 | 80  | 3   | 4  | твердые |
| J <sub>3</sub> /gr                  | 2608 | 2611 | аргиллиты                 | 100 | 2.4  | 5  | 0         | 100 | 5  | 80  | 2   | 4  | твердые |
| J <sub>3</sub> +J <sub>2</sub> /vs  | 2611 | 2687 | песчаники                 | 50  | 2.3  | 15 | 20        | 20  | 5  | 65  | 2   | 10 | твердые |
|                                     |      |      | угли алевро-<br>литы      | 10  | 1.4  | 0  | 0         | 0   | 0  | 70  | 3   | 3  | твердые |
|                                     |      |      | аргиллиты                 | 30  | 2.3  | 10 | 5         | 25  | 5  | 120 | 2   | 6  | твердые |
|                                     |      |      |                           | 10  | 2.4  | 5  | 0         | 100 | 5  | 80  | 2   | 4  | твердые |
| J <sub>2</sub> /tm                  | 2687 | 2890 | песчаники                 | 40  | 2.3  | 15 | 5-100     | 20  | 5  | 65  | 2   | 10 | твердые |
|                                     |      |      | угли алевро-<br>литы      | 10  | 1.4  | 0  | 0         | 0   | 0  | 70  | 3   | 3  | твердые |
|                                     |      |      | аргиллиты                 | 25  | 2.3  | 10 | 5         | 30  | 5  | 120 | 2   | 6  | твердые |
|                                     |      |      |                           | 25  | 2.4  | 5  | 0         | 95  | 5  | 80  | 2   | 4  | твердые |
| J <sub>2</sub> +J <sub>1</sub> /st  | 2890 | 2945 | песчаники                 | 80  | 2.3  | 15 | 5-100     | 20  | 5  | 65  | 2   | 10 | твердые |
|                                     |      |      | угли алевро-<br>литы      | 10  | 1.4  | 0  | 0         | 0   | 0  | 70  | 3   | 3  | твердые |
|                                     |      |      | аргиллиты                 | 5   | 2.3  | 10 | 5         | 30  | 5  | 120 | 2   | 6  | твердые |
|                                     |      |      |                           | 5   | 2.4  | 5  | 0         | 95  | 5  | 80  | 2   | 4  | твердые |
| J <sub>1</sub> /tg                  | 2945 | 3000 | песчаники                 | 5   | 2.3  | 15 | 5-100     | 20  | 5  | 65  | 2   | 10 | твердые |
|                                     |      |      | аргиллиты                 | 75  | 2.4  | 5  | 0         | 95  | 5  | 80  | 2   | 4  | твердые |
|                                     |      |      | угли                      | 10  | 1.4  | 0  | 0         | 0   | 0  | 70  | 3   | 3  | твердые |
|                                     |      |      | алевролиты                | 10  | 2.3  | 10 | 5         | 30  | 5  | 120 | 2   | 6  | твердые |

Таблица А.4 – Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м |          | Градиент давления        |          |                    |                          |          |                    |                          |          |                    |         |      |     | Температура в конце интервала |                    |
|---|-------------|----------|--------------------------|----------|--------------------|--------------------------|----------|--------------------|--------------------------|----------|--------------------|---------|------|-----|-------------------------------|--------------------|
|   | от (верх)   | до (низ) | пластового               |          |                    | порового                 |          |                    | гидроразрыва пород       |          |                    | горного |      |     | градус                        | источник получения |
|   |             |          | кгс/см <sup>2</sup> на м |          | источник получения | кгс/см <sup>2</sup> на м |          | источник получения | кгс/см <sup>2</sup> на м |          | источник получения |         |      |     |                               |                    |
|   |             |          | от (верх)                | до (низ) |                    | от (верх)                | до (низ) |                    | от (верх)                | до (низ) |                    |         |      |     |                               |                    |
| 1                                       | 2           | 3        | 4                        | 5        | 6                  | 7                        | 8        | 9                  | 10                       | 11       | 12                 | 13      | 14   | 15  | 16                            | 17                 |
| Q                                       | 0           | 35       | 0.000                    | 0.100    | РФЗ                | 0.000                    | 0.100    | РФЗ                | 0.000                    | 0.168    | РФЗ                | 0.00    | 0.21 | РФЗ | 3.00                          | РФЗ                |
| P <sub>3</sub> /nkr                     | 35          | 170      | 0.100                    | 0.100    | РФЗ                | 0.100                    | 0.100    | РФЗ                | 0.168                    | 0.174    | РФЗ                | 0.21    | 0.22 | РФЗ | 6.00                          | РФЗ                |
| P <sub>3</sub> +P <sub>2</sub> /chg     | 170         | 340      | 0.100                    | 0.100    | РФЗ                | 0.100                    | 0.100    | РФЗ                | 0.174                    | 0.176    | РФЗ                | 0.22    | 0.23 | РФЗ | 14.00                         | РФЗ                |
| P <sub>2</sub> /llv                     | 340         | 500      | 0.100                    | 0.100    | РФЗ                | 0.100                    | 0.100    | РФЗ                | 0.176                    | 0.177    | РФЗ                | 0.23    | 0.23 | РФЗ | 26.00                         | РФЗ                |
| P <sub>1</sub> /tl                      | 500         | 570      | 0.100                    | 0.100    | РФЗ                | 0.100                    | 0.100    | РФЗ                | 0.177                    | 0.177    | РФЗ                | 0.23    | 0.23 | РФЗ | 31.00                         | РФЗ                |
| K <sub>2</sub> /gn                      | 570         | 630      | 0.100                    | 0.100    | РФЗ                | 0.100                    | 0.100    | РФЗ                | 0.177                    | 0.179    | РФЗ                | 0.23    | 0.23 | РФЗ | 36.00                         | РФЗ                |
| K <sub>2</sub> /sl                      | 630         | 690      | 0.100                    | 0.100    | РФЗ                | 0.100                    | 0.100    | РФЗ                | 0.179                    | 0.179    | РФЗ                | 0.23    | 0.23 | РФЗ | 39.00                         | РФЗ                |
| K <sub>2</sub> /ip                      | 690         | 850      | 0.100                    | 0.100    | РФЗ                | 0.100                    | 0.100    | РФЗ                | 0.179                    | 0.179    | РФЗ                | 0.23    | 0.23 | РФЗ | 42.00                         | РФЗ                |
| K <sub>2</sub> /kz                      | 850         | 867      | 0.100                    | 0.100    | РФЗ                | 0.100                    | 0.100    | РФЗ                | 0.179                    | 0.179    | РФЗ                | 0.23    | 0.23 | РФЗ | 43.00                         | РФЗ                |
| K <sub>2</sub> +K <sub>1</sub> /pkr     | 867         | 1655     | 0.100                    | 0.100    | РФЗ                | 0.100                    | 0.100    | РФЗ                | 0.179                    | 0.179    | РФЗ                | 0.23    | 0.23 | РФЗ | 65.00                         | РФЗ                |
| K <sub>1</sub> /al                      | 1655        | 1724     | 0.100                    | 0.100    | РФЗ                | 0.100                    | 0.100    | РФЗ                | 0.179                    | 0.179    | РФЗ                | 0.23    | 0.23 | РФЗ | 80.00                         | РФЗ                |
| K <sub>1</sub> /kln                     | 1724        | 2263     | 0.100                    | 0.100    | РФЗ                | 0.100                    | 0.100    | РФЗ                | 0.179                    | 0.179    | РФЗ                | 0.23    | 0.23 | РФЗ | 81.00                         | РФЗ                |
| K <sub>1</sub> /tr                      | 2263        | 2329     | 0.100                    | 0.100    | РФЗ                | 0.100                    | 0.100    | РФЗ                | 0.179                    | 0.179    | РФЗ                | 0.23    | 0.23 | РФЗ | 84.00                         | РФЗ                |
| K <sub>1</sub> /klm                     | 2329        | 2593     | 0.100                    | 0.100    | РФЗ                | 0.100                    | 0.100    | РФЗ                | 0.179                    | 0.180    | РФЗ                | 0.23    | 0.23 | РФЗ | 89.00                         | РФЗ                |
| J <sub>3</sub> /bg                      | 2593        | 2608     | 0.100                    | 0.100    | РФЗ                | 0.100                    | 0.100    | РФЗ                | 0.180                    | 0.180    | РФЗ                | 0.23    | 0.23 | РФЗ | 96.00                         | РФЗ                |
| J <sub>3</sub> /gr                      | 2608        | 2611     | 0.100                    | 0.102    | РФЗ                | 0.100                    | 0.102    | РФЗ                | 0.180                    | 0.180    | РФЗ                | 0.23    | 0.23 | РФЗ | 96.00                         | РФЗ                |
| J <sub>3</sub> +J <sub>2</sub> /vs      | 2611        | 2687     | 0.102                    | 0.102    | РФЗ                | 0.102                    | 0.102    | РФЗ                | 0.180                    | 0.180    | РФЗ                | 0.23    | 0.24 | РФЗ | 97.00                         | РФЗ                |
| J <sub>2</sub> /tm                      | 2687        | 2890     | 0.102                    | 0.102    | РФЗ                | 0.102                    | 0.102    | РФЗ                | 0.180                    | 0.180    | РФЗ                | 0.24    | 0.24 | РФЗ | 99.00                         | РФЗ                |
| J <sub>2</sub> +J <sub>1</sub> /st      | 2890        | 2945     | 0.102                    | 0.102    | РФЗ                | 0.102                    | 0.102    | РФЗ                | 0.180                    | 0.180    | РФЗ                | 0.24    | 0.24 | РФЗ | 100.0                         | РФЗ                |
| J <sub>1</sub> /tg                      | 2945        | 3000     | 0.102                    | 0.102    | РФЗ                | 0.102                    | 0.102    | РФЗ                | 0.180                    | 0.180    | РФЗ                | 0.24    | 0.24 | РФЗ | 100.0                         | РФЗ                |

## Приложение Б

Таблица Б.1 – Нефтеносность по разрезу скважины

| Индекс стратиграфического подразделения  | Интервал |      | Тип коллектора | Плотность, кг/м <sup>3</sup> |                 | Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут | Газовый фактор (для нефтяных пластов), м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> | Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов) |
|--|----------|------|----------------|------------------------------|-----------------|--------------------------------------|---|--|
|  | от       | до   |                | в пластовых условиях         | после дегазации |                                      |   |  |
| 1  | 2        | 3    | 4              | 5                            |                 | 6                                    | 7   | 8  |
| Нефтеносность  |          |      |                |                              |                 |                                      |   |  |
| K <sub>1</sub> klm (Б <sub>14</sub> )  | 2411     | 2431 | терригенный    | 0.72                         | 0.85            | до 50                                | 36.6  | -  |
| J <sub>3</sub> +J <sub>2</sub> /vs Ю <sub>1</sub> (Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup> +Ю <sub>1</sub> <sup>му</sup> +Ю <sub>1</sub> <sup>3+</sup> | 2617     | 2621 | терригенный    | 0.725                        | 0.835           | 1 - 50                               | 68.5  |  |
| Ю <sub>1</sub> <sup>4</sup> +Ю <sub>1</sub> <sup>5</sup> )   | 2628     | 2632 | терригенный    | 0.725                        | 0.835           | 1 - 50                               | 68.5  |  |
|  | 2648     | 2652 | терригенный    | 0.725                        | 0.835           | 1 - 50                               | 68.5  |  |
|  | 2667     | 2671 | терригенный    | 0.725                        | 0.835           | 1 - 50                               | 68.5  |  |

Продолжение таблицы Б.1

|   |             |      |                     |                                 |       |                              |                                |                       |                                  |                  |                  |
|---|-------------|------|---------------------|---------------------------------|-------|------------------------------|--------------------------------|-----------------------|----------------------------------|------------------|------------------|
| 1   | 2           | 3    | 4                   | 5                               |       | 6                            | 7                              | 8                     |                                  |                  |                  |
|   | 2686        | 2689 | терригенный         | 0.725                           | 0.835 | 1 - 50                       | 68.5                           |                       |                                  |                  |                  |
|   |             |      |                     |                                 |       |                              |                                |                       |                                  |                  |                  |
| J <sub>2</sub> +J <sub>1</sub> /st (Ю <sub>15</sub> )     | 2920        | 2930 | терригенный         | 0.750                           | 0.795 | 1 - 50                       | 68.5                           |                       |                                  |                  |                  |
| Газоносность  |             |      |                     |                                 |       |                              |                                |                       |                                  |                  |                  |
| -   | -           | -    | -                   | -                               | -     | -                            | -                              | -                     |                                  |                  |                  |
| Водоносность  |             |      |                     |                                 |       |                              |                                |                       |                                  |                  |                  |
| Индекс страти-<br>графического<br>подразделения           | Интервал, м |      | Тип коллек-<br>тора | Плотность,<br>г/см <sup>3</sup> |       | Химический состав воды, мг/л |                                |                       |                                  |                  |                  |
|   | От          | До   |                     |                                 |       | Cl <sup>-</sup>              | SO <sup>-</sup><br>-<br>-<br>4 | HCO <sup>-</sup><br>3 | Na <sup>+</sup> , K <sup>+</sup> | Mg <sup>++</sup> | Ca <sup>++</sup> |
| Q-P <sub>3</sub> /nkr                                     | 0           | 170  | терригенный         | 1.00                            |       | 8                            | 9                              | 10                    | 11                               | 12               | 13               |
| K <sub>2</sub> +K <sub>1</sub> /pkr                       | 867         | 1655 | терригенный         | 1.007                           |       | 0.3-16.0                     | -                              | 98-366                | 1.4-92.5                         | 0.8-3.4          | 0.9-66           |
| K <sub>1</sub> /alm-<br>K <sub>1</sub> /klm               | 1655        | 2360 | терригенный         | 1.01                            |       | 9219-<br>10993               | 24                             | 85-207                | 5361-<br>6414                    | 61-183           | 400-600          |
| J <sub>3</sub> +J <sub>2</sub> /vs-<br>J <sub>1</sub> /tg | 2611        | 3000 | терригенный         | 1.018-1.03                      |       | 13347                        | 169                            | 85-232                | 6953-<br>9591                    | 61-140           | 1212-1382        |

## Приложение В

Таблица В.1 – Возможные осложнения по разрезу скважины

| Индекс стратиграфического подразделения               | Интервал, м |      | Тип осложнения               | Характеристика и условия возникновения  |
|---|-------------|------|------------------------------|---|
|   | От          | До   |                              |   |
| 1   | 2           | 3    | 4                            | 5   |
| Q – P <sub>3</sub> /nkr                               | 0           | 170  | Поглощение бурового раствора | Увеличение плотности бурового раствора, повышение водоотдачи, несоблюдение режима промывки ствола скважины от выбуренной породы, превышение допустимой скорости спуска бурильных и обсадных труб  |
| K <sub>1</sub> /pkr                                   | 867         | 1655 |                              |   |
| K <sub>1</sub> /tr                                    | 2263        | 2329 |                              |   |
| J <sub>3</sub> +J <sub>2</sub> /vs+J <sub>2</sub> /tm | 2611        | 2890 |                              |   |
| Q +P <sub>3</sub> /nkr                                | 0           | 170  | Осыпи и обвалы горных пород  | Несоответствие проектным значениям параметров применявшихся ранее глинистых буровых растворов плотностью менее 1,15 и 1,10 соответственно. Недостаточное противодавление столба на стенки скважины, повышенная водоотдача бурового раствора, неудовлетворительная ингибирующая способность раствора по отношению к глинистым породам разреза, подъем бурильного инструмента с поршневанием, несоблюдение режима долива скважины, несоответствие режима бурения при прохождении отложений, склонных к осыпям и обвалам |

Продолжение таблицы В.1

| 1                         | 2    | 3    | 4                           | 5   |
|---------------------------|------|------|-----------------------------|---|
| $K_1+K_2/pkr$             | 867  | 1655 | Осыпи и обвалы горных пород | Несоответствие проектным значениям параметров применявшихся ранее глинистых буровых растворов плотностью менее 1,15 и 1,10 соответственно. Недостаточное противодавление столба на стенки скважины, повышенная водоотдача бурового раствора, неудовлетворительная ингибирующая способность раствора по отношению к глинистым породам разреза, подъем бурильного инструмента с поршневанием, несоблюдение режима долива скважины, несоответствие режима бурения при прохождении отложений, склонных к осыпям и обвалам |
| $K_1/tr$                  | 2263 | 2329 |                             |   |
| $Q-P_3 /nkr$              | 0    | 170  | Нефтепроявление             | Перелив воды. Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Превышение скорости подъема инструмента  |
| $K_2+K_1/pkr$             | 867  | 1655 |                             |   |
| $K_1/alm-K1/klm$          | 1655 | 2360 |                             |   |
| $K_1 klm (B_{14})$        | 2411 | 2431 |                             |   |
| J3                        | 2611 | 2615 |                             |   |
| $J_3+J_2/VS (IO_1^{1-2})$ | 2617 | 2621 |                             | Перелив раствора на устье, появление газа в буровом растворе, увеличение объема раствора в приемных емкостях, появление пленок нефти в буровом растворе. Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Превышение скорости подъема инструмента   |
| $J_3+J_2/VS (IO_1^{my})$  | 2628 | 2632 |                             |   |
| $J_3+J_2/VS (IO_1^3)$     | 2648 | 2652 |                             |   |
| $J_3+J_2/VS (IO_1^4)$     | 2667 | 2671 |                             |   |

# Продолжение таблицы В.1

| 1                     | 2    | 3    | 4                           | 5   |
|-----------------------|------|------|-----------------------------|---|
| $J_3+J_2/VS (Ю_1^5)$  | 2686 | 2689 | Нефтепроявление             | Перелив раствора на устье, появление газа в буровом растворе, увеличение объема раствора в приемных емкостях, появление пленок нефти в буровом растворе. Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Превышение скорости подъема инструмента |
| $J_3+J_2/VS$          | 2690 | 2915 |                             |   |
| $J_2+J_1/st (Ю_{15})$ | 2920 | 2930 |                             |   |
| $J_2/vs-J_1/tg$       | 2950 | 3000 |                             |   |
| K1/tr                 | 2263 | 2329 | Прочие возможные осложнения | Разбухание глинистых пород ввиду некачественного бурового раствора, а также оставления ствола скважины без шаблонирования в течение продолжительного времени.   |

## Приложение Г

Таблица Г.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-50 м)

| №                                | Типоразмер,<br>шифр                      | Дли-<br>на, м   | Наружный.<br>диаметр, мм | Внутрен-<br>ний. диа-<br>метр, мм | Резь-<br>ба<br>(низ)  | Тип со-<br>единения<br>(низ)  | Суммар-<br>ный.вес, т |
|----------------------------------|--|-----------------|--------------------------|-----------------------------------|-----------------------|-------------------------------|-----------------------|
|                                  |  |                 |                          |                                   | Резь-<br>ба<br>(верх) | Тип со-<br>единения<br>(верх) |                       |
| Бурение под направление (0-50 м) |  |                 |                          |                                   |                       |                               |                       |
| 1                                | Долото<br>III 393,7 М-<br>ГВУ R227       | 0.40            | 393,7                    | -                                 | 3-177                 | Ниппель                       | 0,15                  |
| 2                                | Переводник<br>M177xM152                  | 0,42            | 203                      | 89                                | 3-177                 | Муфта                         | 0,054                 |
|                                  |  |                 |                          |                                   | 3-152                 | Муфта                         |                       |
| 3                                | УБТ-<br>203x80 Д                         | 10              | 203                      | 80                                | 3-152                 | Ниппель                       | 2,03                  |
|                                  |  |                 |                          |                                   | 3-152                 | Муфта                         |                       |
| 4                                | Переводник<br>M171xH152                  | 0,51            | 203                      | 89                                | 3-152                 | Ниппель                       | 0,054                 |
|                                  |  |                 |                          |                                   | 3-171                 | Муфта                         |                       |
| 5                                | Калибратор<br>К 393,7 МС                 | 1,3             | 393,7                    | 80                                | 3-171                 | Ниппель                       | 0,473                 |
|                                  |  |                 |                          |                                   | 3-171                 | Муфта                         |                       |
| 6                                | Переводник<br>M171xH152                  | 0,51            | 203                      | 89                                | 3-171                 | Ниппель                       | 0,054                 |
|                                  |  |                 |                          |                                   | 3-152                 | Муфта                         |                       |
| 7                                | УБТ-<br>203x80 Д                         | 10              | 203                      | 80                                | 3-152                 | Ниппель                       | 2,03                  |
|                                  |  |                 |                          |                                   | 3-152                 | Муфта                         |                       |
| 8                                | Переводник<br>M133xH152                  | 0,4             | 127                      | 90                                | 3-152                 | Ниппель                       | 0,043                 |
|                                  |  |                 |                          |                                   | 3-133                 | Муфта                         |                       |
| 9                                | Бурильная<br>труба<br>ТБПК<br>127x9,19 Д | До<br>усть<br>я | 127                      | 89                                | 3-133                 | Ниппель                       | 10                    |
|                                  |  |                 |                          |                                   | 3-133                 | Муфта                         |                       |
| 10                               | Переводник<br>M147 H133                  | 0,5             | 127                      | 89                                | 3-133                 | Ниппель                       | 0,03                  |
|                                  |  |                 |                          |                                   | 3-147                 | Муфта                         |                       |
| 11                               | КШЗ-35<br>H147xM147                      | 0,4             | 127                      | 90                                | 3-147                 | Ниппель                       | 0,03                  |
|                                  |  |                 |                          |                                   | 3-147                 | Муфта                         |                       |
| 12                               | ВБТ 140                                  | До<br>усть<br>я | 140                      | 83                                | 3-147                 | Ниппель                       | 2                     |
|                                  |  |                 |                          |                                   | 3-147                 | Муфта                         |                       |



Таблица Г.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (50-860 м)

| №                                | Типоразмер,<br>шифр                   | Длина,<br>м | Наружный<br>диаметр,<br>мм | Внутренний<br>диаметр,<br>мм | Резьба<br>(низ)  | Тип соеди-<br>нения<br>(низ)  | Суммарный<br>вес, т |
|----------------------------------|---------------------------------------|-------------|----------------------------|------------------------------|------------------|-------------------------------|---------------------|
|                                  |                                       |             |                            |                              | Резьба<br>(верх) | Тип соеди-<br>нения<br>(верх) |                     |
| Бурение под кондуктор (50-860 м) |                                       |             |                            |                              |                  |                               |                     |
| 1                                | Долото<br>Ш 292.3 МС-<br>ГАУ R116     | 0,4         | 295,3                      | -                            | 3-152            | Ниппель                       | 0,04                |
| 2                                | Двигатель ДРУ-<br>240РС 3/4           | 10,5        | 240                        | -                            | 3-152            | Муфта                         | 2,04                |
|                                  |                                       |             |                            |                              | 3-152            | Муфта                         |                     |
| 3                                | Клапан обрат-<br>ный<br>КОБ-240       | 0,52        | 240                        | -                            | 3-152            | Ниппель                       | 0,11                |
|                                  |                                       |             |                            |                              | 3-152            | Муфта                         |                     |
| 4                                | Переводник<br>М147хН152               | 0,7         | 200                        | 90                           | 3-152            | Ниппель                       | 0,03                |
|                                  |                                       |             |                            |                              | 3-147            | Муфта                         |                     |
| 5                                | УБТ 178х90 Д                          | 28          | 200                        | 90                           | 3-147            | Ниппель                       | 4                   |
|                                  |                                       |             |                            |                              | 3-147            | Муфта                         |                     |
| 6                                | Переводник<br>Н152хМ147               | 0,7         | 203                        | 90                           | 3-147            | Ниппель                       | 0,03                |
|                                  |                                       |             |                            |                              | 3-152            | Муфта                         |                     |
| 7                                | Калибратор К<br>295,3 МС              | 1,3         | 295,3                      | 100                          | 3-152            | Ниппель                       | 0,313               |
|                                  |                                       |             |                            |                              | 3-152            | Муфта                         |                     |
| 8                                | Переводник<br>Н152хМ147               | 0,7         | 203                        | 90                           | 3-152            | Ниппель                       | 0,03                |
|                                  |                                       |             |                            |                              | 3-147            | Муфта                         |                     |
| 9                                | УБТ 178х90 Д                          | 54          | 200                        | 90                           | 3-147            | Ниппель                       | 7,9                 |
|                                  |                                       |             |                            |                              | 3-147            | Муфта                         |                     |
| 10                               | Переводник<br>М133хН147               | 0,7         | 178                        | 90                           | 3-147            | Ниппель                       | 0,03                |
|                                  |                                       |             |                            |                              | 3-133            | Муфта                         |                     |
| 11                               | Бурильная труба<br>ТБПК 127х9,19<br>Д | До<br>устья | 127                        | 89                           | 3-133            | Ниппель                       | 23,06               |
|                                  |                                       |             |                            |                              | 3-133            | Муфта                         |                     |
| 12                               | Переводник<br>М147 Н133               | 0,5         | 127                        | 89                           | 3-133            | Ниппель                       | 0,03                |
|                                  |                                       |             |                            |                              | 3-147            | Муфта                         |                     |
| 13                               | КШЗ-35<br>Н147хМ147                   | 0,4         | 127                        | 90                           | 3-147            | Ниппель                       | 0,03                |
|                                  |                                       |             |                            |                              | 3-147            | Муфта                         |                     |
| 14                               | ВБТ-140                               | До<br>устья | 140                        | 83                           | 3-147            | Ниппель                       | 2                   |
|                                  |                                       |             |                            |                              | 3-147            | Муфта                         |                     |

Таблица Г.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (860-2960м)

| №  | Типоразмер,<br>шифр                  | Длина,<br>м | Наружный<br>диаметр,<br>мм | Внут.<br>диаметр,<br>мм | Резьба<br>(низ)  | Тип соеди-<br>нения<br>(низ)  | Суммарный<br>вес, т |
|--|--------------------------------------|-------------|----------------------------|-------------------------|------------------|-------------------------------|---------------------|
|  |                                      |             |                            |                         | Резьба<br>(верх) | Тип соеди-<br>нения<br>(верх) |                     |
| Бурение под эксплуатационную колонну (860-2915; 2935-2960 м) |                                      |             |                            |                         |                  |                               |                     |
| 1  | Долото PDC<br>VS516DG1HXU<br>(7х8мм) | 0,3         | 215,9                      | -                       | 3-117            | Ниппель                       | 0,48                |
| 2  | Двигатель ДРУ-<br>172РС              | 6,98        | 172                        | -                       | 3-117            | Муфта                         | 1,15                |
|  |                                      |             |                            |                         | 3-133            | Муфта                         |                     |
| 3  | УБТ-178х72 Д                         | 8,5         | 171.5                      | 72                      | 3-133            | Ниппель                       | 5,6                 |
|  |                                      |             |                            |                         | 3-133            | Муфта                         |                     |
| 4  | Калибратор КЛС<br>215,9 СТ           | 1,2         | 215,9                      | 90                      | 3-133            | Ниппель                       | 0,075               |
|  |                                      |             |                            |                         | 3-133            | Муфта                         |                     |
| 5  | УБТ-178х72 Д                         | 63,85       | 171.5                      | 72                      | 3-133            | Ниппель                       | 5,6                 |
|  |                                      |             |                            |                         | 3-133            | Муфта                         |                     |
| 6  | Бурильная труба<br>ТБПК 127х9,19 Д   | До<br>устья | 127                        | 108                     | 3-133            | Ниппель                       | 68,23               |
|  |                                      |             |                            |                         | 3-133            | Муфта                         |                     |
| 7  | Переводник М147<br>Н133              | 0,5         | 127                        | 89                      | 3-133            | Ниппель                       | 0,03                |
|  |                                      |             |                            |                         | 3-147            | Муфта                         |                     |
| 8  | КШЗ-35<br>Н147хМ147                  | 0,4         | 127                        | 90                      | 3-147            | Ниппель                       | 0,03                |
|  |                                      |             |                            |                         | 3-147            | Муфта                         |                     |
| 9  | ВБТ-140                              | До<br>устья | 140                        | 83                      | 3-147            | Ниппель                       | 2                   |
|  |                                      |             |                            |                         | 3-147            | Муфта                         |                     |

Таблица Г.4 – КНБК для отбора керна (2161-2180м)

| №                         | Типоразмер,<br>шифр   | Длина,<br>м | Наружный<br>диаметр,<br>мм | Внутренний<br>диаметр,<br>мм | Резьба<br>(низ)  | Тип соеди-<br>нения<br>(низ)  | Суммарный<br>вес, т |
|---------------------------|---|-------------|----------------------------|------------------------------|------------------|-------------------------------|---------------------|
|                           |   |             |                            |                              | Резьба<br>(верх) | Тип соеди-<br>нения<br>(верх) |                     |
| Отбор керна (2915-2935 м) |   |             |                            |                              |                  |                               |                     |
| 1                         | Бурильная го-<br>ловка<br>PDC 215,9/100<br>B12122AM<br>(12х8мм) | 0,19        | 215,9                      | 100,6                        | 3-161            | Ниппель                       | 0.02                |
| 3                         | Кернотборный<br>снаряд<br>УКР-172/100                           | 30          | 185                        | 140                          | 3-161            | Муфта                         | 1,45                |
|                           |   |             |                            |                              | 3-133            | Муфта                         |                     |
| 5                         | Переводник<br>верхний<br>M147хH133                              | 0,73        | 185                        | 140                          | 3-133            | Ниппель                       | 0,78                |
|                           |   |             |                            |                              | 3-147            | Муфта                         |                     |
| 6                         | УБТ-178х72 Д  | 18,9        | 178                        | 70                           | 3-147            | Ниппель                       | 3,08                |
|                           |   |             |                            |                              | 3-147            | Муфта                         |                     |
| 7                         | Переводник<br>M133хH147   | 0,39        | 178                        | 89                           | 3-147            | Ниппель                       | 0,05                |
|                           |   |             |                            |                              | 3-133            | Муфта                         |                     |
| 8                         | Бурильная тру-<br>ба<br>ТБПК 127х9,19<br>Д                      | До<br>устья | 127                        | 108                          | 3-133            | Ниппель                       | 78,97               |
|                           |   |             |                            |                              | 3-133            | Муфта                         |                     |
| 9                         | Переводник<br>M147 H133   | 0,5         | 127                        | 89                           | 3-133            | Ниппель                       | 0,03                |
|                           |   |             |                            |                              | 3-147            | Муфта                         |                     |
| 10                        | КШЗ-35<br>H147хM147   | 0,4         | 127                        | 90                           | 3-147            | Ниппель                       | 0,03                |
|                           |   |             |                            |                              | 3-147            | Муфта                         |                     |
| 11                        | ВБТ-140   | До<br>устья | 140                        | 83                           | 3-147            | Ниппель                       | 2                   |
|                           |   |             |                            |                              | 3-147            | Муфта                         |                     |

## Приложение Д

Таблица Д.1 – Описание компонентного состава бурового раствора по интервалом бурения

Таблица Д.1.1 – Компонентный состав бентонитового раствора

| Рекомендуемая рецептура бурового раствора |                              |                   |                     |               |
|---|------------------------------|-------------------|---------------------|---------------|
| Наименование реагента                     | Дозировка, кг/м <sup>3</sup> | Потреб -ность, кг | Количество ед-ц, шт | Вес ед-цы, кг |
| Сода каустическая                         | 0,5                          | 35                | <b>1</b>            | 25            |
| ПБМВ / Petro Bent                         | 80,0                         | 5600              | <b>6</b>            | 900           |
| Сода кальцинированная                     | 0,5                          | 35                | 1                   | 50            |

Таблица Д.1.2 – Технологические свойства бентонитового раствора

| Регламентируемые свойства    | Значение |
|------------------------------|----------|
| Плотность, г/см <sup>3</sup> | 1,19     |
| Условная вязкость, с         | 30-40    |
| Содержание песка, %          | < 2      |

Таблица Д.1.3– Компонентный состав ингибирующего раствора

| Рекомендуемая рецептура раствора |                              |                 |                         |                 |
|----------------------------------|------------------------------|-----------------|-------------------------|-----------------|
| Наименование реагента            | Дозировка, кг/м <sup>3</sup> | Потребность, кг | Количество единиц, штук | Вес единицы, кг |
| Сода каустическая                | 0,6                          | 148             | <b>6</b>                | 25              |
| SAPP                             | 0,9                          | 221             | <b>9</b>                | 25              |
| ПБМВ / Petro Bent                | 10,0                         | 2460            | <b>3</b>                | 900             |
| Flodrill PAM 1040                | 1,1                          | 271             | <b>11</b>               | 25              |
| Petro PAC LV                     | 0,0                          | 0               | <b>0</b>                | 25              |
| Petro PAC HV                     | 0,4                          | 98              | <b>4</b>                | 25              |
| ГКЖ                              | 5,0                          | 1230            | <b>5</b>                | 250             |
| Flodrill TS 705                  | 0,6                          | 148             | <b>6</b>                | 25              |
| Petro Det                        | 2,0                          | 492             | 2                       | 200             |
| Микромрамор КМ-60                | 40,0                         | 9840            | 10                      | 1000            |

Таблица Д.1.4 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

| Регламентируемые свойства           | Значение    |
|-------------------------------------|-------------|
| Плотность, г/см <sup>3</sup>        | 1.16-1.15   |
| Условная вязкость, с                | 30-40       |
| Пластическая вязкость, сПз          | 20          |
| ДНС, дПа                            | 50          |
| СНС 10 сек/10 мин, дПа              | 15-38\35-37 |
| Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин | 8-10        |
| рН                                  | 8-9         |
| Содержание песка, %                 | <1.5        |

Таблица Д.1.5 – Компонентный состав полимерного (инкапсулированного) раствора

| Наименование хим. реагента | Класс                     | Назначение  | Концентрация, кг/м <sup>3</sup> |
|----------------------------|---------------------------|---|---------------------------------|
| Каустическая сода          | Регулятор щелочности (Ph) | Регулирование кислотности среды                                   | 0,2-0,3                         |
| ПАВ                        | ПАВ                       | Снижение поверхностного натяжения на границе фаз                  | 1                               |
| Биополимер                 | Структурообразователь     | Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтра-тоотдачи | 0,3-0,4                         |
| ПАЦ ВВ                     | Понизитель фильтрации     | Регулятор фильтрации, реологи-ческих свойств                      | 1-1,2                           |
| ПАЦ НВ                     | Понизитель фильтрации     | Регулятор фильтрации  | 4-5                             |
| Инкапсулятор               | Понизитель фильтрации     | Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации                  | 0,8-1                           |
| Смазывающая добавка        | ПАВ                       | Снижение коэффициента трения в скважине                           | 9-10                            |
| Мраморная крошка           | Утяжелители               | Регулирование плотности   | 40-45                           |

Таблица Д.1.6 – Технологические свойства полимерного (инкапсулированного) раствора

| Регламентируемые свойства           | Значение    |
|-------------------------------------|-------------|
| Плотность, г/см <sup>3</sup>        | 1,12        |
| Условная вязкость, с                | 40-60       |
| Пластическая вязкость, сПз          | 12-35       |
| ДНС, дПа                            | 50-90       |
| СНС 10 сек/10 мин, дПа              | 10-40/20-60 |
| Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин | < 6         |
| рН                                  | 8-10        |
| Содержание песка, %                 | < 0,5       |

Таблица Д.2 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0-2960 м

| Направление<br>Интервал бурения, м.                              |      | Длина интервала, м. | Диаметр долота под интервал, мм. | Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм. | k <sub>каверн.</sub> | Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> . |
|--|------|---------------------|----------------------------------|---|----------------------|--|
| от   | до   |                     |                                  |   |                      |  |
| 0  | 50   | 50                  | 393,7                            | -   | 1,3                  | 7,91   |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации                |      |                     |                                  |   |                      | V <sub>фил</sub> = 0,69                            |
| Расчетные потери бурового раствора при очистке                   |      |                     |                                  |   |                      | V <sub>пот</sub> = 5,273                           |
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО         |      |                     |                                  |   |                      | V <sub>спо</sub> = 0,25                            |
| Объем раствора в конце бурения интервала                         |      |                     |                                  |   |                      | V <sub>1</sub> = 20,82                             |
| <b>Объем раствора к приготовлению:</b>                           |      |                     |                                  |   |                      | V <sub>бр</sub> = 27,033                           |
| Кондуктор<br>Интервал бурения, м.                                |      | Длина интервала, м. | Диаметр долота под интервал, мм. | Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм. | k <sub>каверн.</sub> | Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> . |
| от   | до   |                     |                                  |   |                      |  |
| 50   | 860  | 810                 | 295,3                            | 307,3   | 1,25                 | 73,29  |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации                |      |                     |                                  |   |                      | V <sub>фил</sub> = 7,474                           |
| Расчетные потери бурового раствора при очистке                   |      |                     |                                  |   |                      | V <sub>пот</sub> = 46,37                           |
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО         |      |                     |                                  |   |                      | V <sub>спо</sub> = 4,05                            |
| Объем раствора в конце бурения интервала                         |      |                     |                                  |   |                      | V <sub>2</sub> = 151,58                            |
| <b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>         |      |                     |                                  |   |                      | V <sub>бр</sub> = 209,474                          |
| Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала |      |                     |                                  |   |                      | V <sub>перев1</sub> = 4,99                         |
| <b>Объем раствора к приготовлению:</b>                           |      |                     |                                  |   |                      | V <sub>2</sub> = 204,484                           |
| Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал  |      |                     |                                  |   |                      | V <sub>перев2</sub> = 36,38                        |
| Экспл. колонна<br>Интервал бурения, м.                           |      | Длина интервала, м. | Диаметр долота под интервал, мм. | Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм. | k <sub>каверн.</sub> | Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> . |
| от   | до   |                     |                                  |   |                      |  |
| 860  | 2960 | 2100                | 215,9                            | 228,7   | 1,10                 | 338,05   |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации                |      |                     |                                  |   |                      | V <sub>фил</sub> = 12,46                           |
| Расчетные потери бурового раствора при очистке                   |      |                     |                                  |   |                      | V <sub>пот</sub> = 60,01                           |
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО         |      |                     |                                  |   |                      | V <sub>спо</sub> = 10,5                            |
| Объем раствора в конце бурения интервала                         |      |                     |                                  |   |                      | V <sub>3</sub> = 255,08                            |
| <b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>         |      |                     |                                  |   |                      | V <sub>бр</sub> = 338,05                           |
| Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала |      |                     |                                  |   |                      | V <sub>перев2</sub> = 61,22                        |
| <b>Объем раствора к приготовлению:</b>                           |      |                     |                                  |   |                      | V <sub>3'</sub> = 276,83                           |

Таблица Д.3 – Потребное количество химических реагентов

| Наименование материала | Назначение  | Упаковка ед. изм. | Потребное количество реагентов |    |           |    |                |    |         |     |
|------------------------|---|-------------------|--------------------------------|----|-----------|----|----------------|----|---------|-----|
|                        |   |                   | Направление                    |    | Кондуктор |    | Экспл. колонна |    | Итого   |     |
|                        |   |                   | кг                             | уп | кг        | уп | кг             | уп | кг      | уп  |
| Каустическая сода      | Регулирование кислотности среды                                   | 25,0              | 28.47                          | 2  | 107.44    | 5  | 101.62         | 5  | 237.53  | 12  |
| Полиакриламид          | Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств        | 25,0              | 0                              | 0  | 107.44    | 5  | 0              | 0  | 107.44  | 5   |
| Глинопоророшок         | Придание раствору тиксо-тропных свойств, снижение фильтратоотдачи | 1000              | 1424                           | 2  | 8595      | 9  | 0              | 0  | 10019   | 11  |
| Биополимер             | Придание раствору тиксо-тропных свойств, снижение фильтратоотдачи | 25                | 0                              | 0  | 0         | 0  | 135.5          | 6  | 135.5   | 6   |
| ПАЦ НВ                 | Регулятор фильтрации  | 25                | 0                              | 0  | 1074      | 43 | 1693.7         | 68 | 2767.7  | 111 |
| ПАЦ ВВ                 | Регулятор фильтрации, реологических свойств                       | 25                | 0                              | 0  | 0         | 0  | 406.48         | 17 | 406.48  | 17  |
| Ингибитор              | Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород       | 200               | 0                              | 0  | 214.88    | 2  | 0              | 0  | 214.88  | 2   |
| Смазочная добавка      | Снижение коэффициента трения в скважине                           | 186               | 0                              | 0  | 1074      | 6  | 3387.74        | 19 | 4461.74 | 25  |
| ПАВ                    | Снижение поверхностного натяжения на границе фаз                  | 25 канистра       | 0                              | 0  | 0         | 0  | 338.74         | 14 | 338.74  | 14  |
| Инкапсулятор           | Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации                  | 20                | 0                              | 0  | 0         | 0  | 338.74         | 17 | 338.74  | 17  |
| Мраморная крошка       | Регулирование плотности   | 1000              | 0                              | 0  | 0         | 0  | 15243.3        | 16 | 15243.3 | 16  |

## Приложение Е

### Гидравлические расчеты промывки скважины

Расчет гидравлической промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофт-Проект».

Результаты расчета представлены в таблицах Е.1-3.

Таблица Е.1 – Гидравлические показатели промывки скважины

| Интервал по стволу, м        |          | Вид технологической операции | Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с | Удельный расход, л/с на см <sup>2</sup> к.п. | Схема промывки | Гидромониторные насадки |         | Скорость истечения, м/с | Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм <sup>2</sup> |
|------------------------------|----------|------------------------------|---|--|----------------|-------------------------|---------|-------------------------|--|
| от (верх)                    | до (низ) |                              |   |  |                | Кол-во                  | Диаметр |                         |  |
| Под эксплуатационную колонну |          |                              |   |  |                |                         |         |                         |  |
| 860                          | 2960     | Бурение                      | 1,12  | 0.084  | переферийная   | 7                       | 8       | 87,9                    | 3,72   |
| Отбор керна                  |          |                              |   |  |                |                         |         |                         |  |
| 2915                         | 2935     | Отбор керна                  | 0,933   | 0.07   | переферийная   | 12                      | 8       | 51,3                    | 1,2  |



Таблица Е.2 – Режим работы буровых насосов

| Интервал по стволу, м |      | Вид технологической операции | Тип     | Количество | Режим работы бурового насоса |                                   |  |                        |                            |                         | Суммарная производительность насосов в интервале, л/с |
|-----------------------|------|------------------------------|---------|------------|------------------------------|-----------------------------------|--|------------------------|----------------------------|-------------------------|---|
|                       |      |                              |         |            | КПД                          | Диаметр цилиндрических втулок, мм | Допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup> | Коэффициент наполнения | Число двойных ходов в мин. | Производительность, л/с |   |
| 860                   | 2960 | Бурение                      | УНБ-600 | 2          | 90                           | 130                               | 225                                      | 0,85                   | 60                         | 15                      | 30  |
| 2915                  | 2935 | Отбор керна                  | УНБ-600 | 2          | 90                           | 130                               | 225                                      | 0,85                   | 50                         | 12                      | 24  |

Таблица Е.3 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

| Интервал по стволу, м |          | Вид технологической операции | Давление на стояке в конце интервала, кгс/см <sup>2</sup> | Потери давления (в кгс/см <sup>2</sup> ) для конца интервала в |                    |                   |                        |                           |
|-----------------------|----------|------------------------------|---|--|--------------------|-------------------|------------------------|---------------------------|
|                       |          |                              |   | Элементах КНБК   |                    | Бурильной колонне | Кольцевом пространстве | Обвязке буровой установки |
| от (верх)             | до (низ) |                              |   | Насадках долота  | Забойном двигателе |                   |                        |                           |
| 860                   | 2960     | Бурение                      | 210   | 50,2   | 30                 | 69                | 60                     | 10                        |
| 2915                  | 2935     | Отбор керна                  | 132   | 17,4   | -                  | 58                | 49                     | 7,8                       |

## Приложение Ж

Таблица Ж.1 – Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

| Исходные данные из нормативной карты |                     |                   |                             | Исходные данные из сборника УНВ на СПО |             |                     |                    | Расчет нормативного времени на СПО, ч |
|--------------------------------------|---------------------|-------------------|-----------------------------|--|-------------|---------------------|--------------------|---------------------------------------|
| Интервалы бурения                    | интервал бурения, м | размер долота, мм | норма проходки на долото, м | номер таблицы                          | Номер графы | интервал бурения, м | норма времени, ч/м |                                       |
| 1                                    | 2                   | 3                 | 4                           | 5                                      | 6           | 7                   | 8                  | 9                                     |
| Направление                          | 0-50                | 393,7             | 490                         | 11                                     | 24          | 0-50                | 0,0121             | 0,484                                 |
| Кондуктор                            | 50-860              | 295,3             | 840                         | 12                                     | 32          | 40-100              | 0,0122             | 0,73                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 100-200             | 0,0133             | 1,33                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 200-300             | 0,0146             | 1,46                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 300-400             | 0,0146             | 1,46                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 400-500             | 0,0146             | 1,46                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 500-600             | 0,0155             | 1,55                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 600-700             | 0,0158             | 1,58                                  |
| Итого                                |                     |                   |                             |  |             |                     |                    | 10,08                                 |
| Эксплуатационная                     | 860-2960            | 215,9             | 1600                        | 12                                     | 32          | 800-900             | 0,0160             | 1,60                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 900-1000            | 0,0166             | 1,66                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 1000-1100           | 0,0177             | 1,67                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 1100-1200           | 0,0188             | 1,78                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 1200-1300           | 0,0190             | 1,90                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 1300-1400           | 0,0193             | 1,93                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 1400-1500           | 0,0199             | 1,99                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 1500-1600           | 0,0210             | 2,10                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 1600-1700           | 0,0230             | 2,30                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 1700-1800           | 0,0233             | 2,33                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 1800-1900           | 0,0240             | 2,40                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 1900-2000           | 0,0246             | 2,46                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 2000-2100           | 0,0249             | 2,49                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 2100-2200           | 0,0252             | 2,52                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 2200-2300           | 0,0255             | 2,55                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 2300-2400           | 0,0256             | 2,56                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 2400-2500           | 0,0259             | 2,59                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 2600-2700           | 0,0262             | 2,62                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 2700-2800           | 0,0265             | 2,65                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 2800-2900           | 0,0268             | 2,68                                  |
|                                      |                     |                   |                             |  |             | 2900-2960           | 0,0270             | 2,70                                  |
| Итого                                |                     |                   |                             |  |             |                     |                    | 47,39                                 |
| <b>Итого</b>                         |                     |                   |                             |  |             |                     |                    | <b>57,47</b>                          |

Таблица Ж.2 – Нормативная карта вертикальной скважины на месторождении (Тюменская область)

| Наименование работ                    | Тип и размер долота | Норма проходки, м | Количество, шт | Интервал бурения, м | Количество метров, м | Время механического бурения, ч |                  | Прочие работы, связанные | Всего времени на интервал бурения, ч |
|---------------------------------------|---------------------|-------------------|----------------|---------------------|----------------------|--------------------------------|------------------|--------------------------|--------------------------------------|
|                                       |                     |                   |                |                     |                      | на 1 м бурения                 | На весь интервал |                          |                                      |
| 1                                     | 2                   | 3                 | 4              | 5                   | 6                    | 7                              | 8                | 9                        | 10                                   |
| Бурение под направление               | III 393,7 С-ЦГВУ    | 490               | 0,1            | 0-50                | 50                   | 0,026                          | 1,3              | 0,6                      | 1,14                                 |
| Бурение под кондуктор                 | III 295,3 МСЗ-ГВУ   | 840               | 1,44           | 50-860              | 810                  | 0,032                          | 20,8             | 10,17                    | 29,32                                |
| Бурение под эксплуатационную колонну  | III 215,9 МЗ-ГВУ    | 1600              | 2,31           | 860-2960            | 2100                 | 0,036                          | 83,16            | 40,92                    | 88,39                                |
| Всего                                 |                     |                   | 3,85           |                     | 2960                 |                                | 105,26           |                          | 118,85                               |
| Крепление:                            |                     |                   |                |                     |                      |                                |                  |                          |                                      |
| – направления                         |                     |                   |                |                     |                      |                                |                  |                          | 3,56                                 |
| – кондуктора                          |                     |                   |                |                     |                      |                                |                  |                          | 16,0                                 |
| – эксплуатационная                    |                     |                   |                |                     |                      |                                |                  |                          | 32,4                                 |
| Установка центраторов                 |                     |                   |                |                     |                      |                                |                  |                          |                                      |
| – направление                         |                     |                   | -              |                     |                      |                                |                  |                          | -                                    |
| – кондуктор                           |                     |                   | 28             |                     |                      |                                |                  |                          | 0,05                                 |
| – эксплуатационная                    |                     |                   | 69             |                     |                      |                                |                  |                          | 0,13                                 |
| ОЗЦ:                                  |                     |                   |                |                     |                      |                                |                  |                          |                                      |
| – направление                         |                     |                   |                |                     |                      |                                |                  |                          | 4,0                                  |
| – кондуктора                          |                     |                   |                |                     |                      |                                |                  |                          | 10,0                                 |
| – эксплуатационной                    |                     |                   |                |                     |                      |                                |                  |                          | 22,0                                 |
| Разбуривание цементной пробки (10 м): |                     |                   |                |                     |                      |                                |                  |                          |                                      |
| – направление                         |                     |                   |                | 40-50               |                      |                                |                  |                          | 1,84                                 |
| – кондуктор                           |                     |                   |                | 690-700             |                      |                                |                  |                          | 2,12                                 |
| Промывка скважины (1 цикл)            |                     |                   |                |                     |                      |                                |                  |                          |                                      |
| – направление                         |                     |                   |                |                     |                      |                                |                  |                          | 0,01                                 |

Продолжение таблицы Ж.2

| 1  | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10     |
|--|---|---|---|---|---|---|---|---|--------|
| – кондуктор                                      |   |   |   |   |   |   |   |   | 0,11   |
| – эксплуатационная                               |   |   |   |   |   |   |   |   | 0,50   |
| Спуск и подъем при ГИС                           |   |   |   |   |   |   |   |   | 5,89   |
| Геофизические работы                             |   |   |   |   |   |   |   |   | 25,0   |
| Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ |   |   |   |   |   |   |   |   | 7,65   |
| Всего на бурение скважины (без учета             |   |   |   |   |   |   |   |   | 373,38 |
| Ремонтные работы (3,3 %)                         |   |   |   |   |   |   |   |   | 11,66  |
| Общее время на скважину                          |   |   |   |   |   |   |   |   | 623,49 |

### Приложение 3

#### Сметная стоимость строительства скважины

Таблица 3.1 – Сметный расчет на бурение скважины

| Наименование затрат   | Стоимость единицы, руб | Подготовительные работы |        | Направление |       | Кондуктор |         | Эксплуатационная |         |
|---|------------------------|-------------------------|--------|-------------|-------|-----------|---------|------------------|---------|
|   |                        | кол-во                  | сумма  | кол-во      | сумма | кол-во    | сумма   | кол-во           | сумма   |
| 1   | 2                      | 3                       | 4      | 5           | 6     | 7         | 8       | 9                | 10      |
| <b>Затраты зависящие от времени</b>   |                        |                         |        |             |       |           |         |                  |         |
| Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут                         | 129,15                 | 4                       | 516,6  | -           | -     | -         | -       | -                | -       |
| Оплата труда буровой бригады, сут   | 138,19                 | -                       | -      | 0,07        | 9,67  | 1,63      | 139,82  | 3,97             | 142,16  |
| Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут  | 19,9                   | 4                       | 79,6   | 0,07        | 1,39  | 1,63      | 21,53   | 3,97             | 23,87   |
| Содержание средств контроля, диспетчизации и управления процессом бурения, сут              | 27,67                  | -                       | -      | 0,07        | 1,93  | 1,63      | 29,3    | 3,97             | 31,64   |
| Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение                                    | 7,54                   | -                       | -      | 0,07        | 0,52  | 1,63      | 9,17    | 3,97             | 11,51   |
| Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут                       | 252,86                 | 4                       | 1011,4 | 0,07        | 17,70 | 1,63      | 254,49  | 3,97             | 256,83  |
| Износ бурового инструмента к-т, сут   | 28,51                  | 4                       | 114,04 | 0,07        | 1,99  | 1,63      | 30,14   | 3,97             | 32,48   |
| Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут                              | 6,95                   | -                       | -      | 0,07        | 0,48  | 1,63      | 8,58    | 3,97             | 10,92   |
| Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов | 1317                   | 1,2                     | 1580,4 | 0,07        | 92,19 | 1,63      | 1318,63 | 3,97             | 1320,97 |
| Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут               | 853,29                 | -                       | -      | -           | -     | 1,63      | 854,92  | 3,97             | 857,26  |

Продолжение таблицы 3.1

| 1   | 2      | 3     | 4       | 5    | 6       | 7    | 8       | 9    | 10     |
|---|--------|-------|---------|------|---------|------|---------|------|--------|
| Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут  | 16,12  | -     | -       | 0,07 | 1,12    | -    | -       | -    | -      |
| Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут | 246,62 | 4     | 986,48  | -    | -       | 1,63 | 248,25  | -    | -      |
| Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут    | 370,35 | -     | -       | -    | -       | -    | -       | 3,97 | 374,32 |
| Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут                                       | 23,22  | -     | -       | 0,07 | 1,62    | 1,63 | 24,85   | 3,97 | 27,19  |
| Плата за подключенную мощность, сут   | 138,89 | 4     | 555,56  | 0,07 | 9,72    | 1,63 | 140,52  | 3,97 | 142,86 |
| Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут      | 41,4   | 4     | 165,6   | -    | -       | -    | -       | -    | -      |
| Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут                                 | 100,84 | -     | -       | 0,07 | 7,05    | 1,63 | 102,47  | 3,97 | 104,81 |
| Эксплуатация ДВС, сут   | 8,9    | -     | -       | 0,07 | 0,62    | 1,63 | 10,53   | 3,97 | 12,87  |
| Эксплуатация трактора, сут  | 33,92  | 4     | 135,68  | 0,07 | 2,37    | 1,63 | 35,55   | 3,97 | 37,89  |
| Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут   | 100,4  | 4     | 401,6   | 0,07 | 7,02    | 1,63 | 102,03  | 3,97 | 104,37 |
| Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т                                  | 13,69  | 146,7 | 2008,32 | -    | -       | -    | -       | -    | -      |
| Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут   | 169,29 | 4     | 677,16  | 0,07 | 18,62   | 1,63 | 170,92  | 3,97 | 173,26 |
| Содержание станции геолого-технологического контроля, сут                           | 14,92  | -     | -       | 0,07 | 1,64    | 1,63 | 16,55   | 3,97 | 18,89  |
| Порошок бентонитовый марки А, т   | 75,4   | -     | -       | 14,2 | 1070,68 | 25,4 | 1915,16 | -    | -      |
| КМЦ-700 высший сорт, т  | 1994   | -     | -       | 0,17 | 338,98  | 0,38 | 757,72  | -    | -      |

Продолжение таблицы 3.1

| 1  | 2       | 3       | 4     | 5       | 6      | 7        | 8        | 9        | 10       |
|--|---------|---------|-------|---------|--------|----------|----------|----------|----------|
| Биолуп LVL, т  | 324,74  | -       | -     | -       | -      | -        | -        | 0,74     | 240,3076 |
| NaCl, т  | 215,6   | -       | -     | -       | -      | -        | -        |          |          |
| Сода кальцинированная марки А, т   | 18,33   | -       | -     | 0,085   | 1,56   | 0,06     | 1,0998   | -        | -        |
| НТФ, т   | 916     | -       | -     | -       | -      | -        | -        | 0,42     | 384,72   |
| POLY KEM D, т  | 328     | -       | -     | -       | -      | -        | -        | 0,63     | 206,64   |
| Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т                              | 32,46   | 0,35    | 11,36 | 14,51   | 470,99 | 40,32    | 1308,787 | 1,4      | 45,444   |
| Транспортировка турбобуров до 300 км, т  | 23,53   | -       | -     | 0,8     | 18,82  | 3,5      | 101,18   | 1,03     | 24,2359  |
| Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т                             | 27,46   | -       | -     | 6,39    | 175,33 | 63,3     | 1738,2   |          |          |
| Транспортировка ГСМ на 300 км, т   | 27,45   | 0,82    | 22,51 | 0,34    | 9,33   | 0,86     | 23,61    |          |          |
| Итого затрат зависящих от времени, без учета транспорнировки вахт, руб           |         | 8266,31 |       | 2261,34 |        | 9364     |          | 4585,45  |          |
| <b>Затраты зависящие от объема работ</b>   |         |         |       |         |        |          |          |          |          |
| III 393,7 М-ГВУ R227   | 686,4   | -       | -     | 0,1     | 68,64  | -        | -        | -        | -        |
| III 292.3 МС-ГАУ R116  | 1379,7  | -       | -     | -       | -      | 0,43     | 593,271  | -        | -        |
| PDC VS516DG1HXU  | 1028,4  | -       | -     | -       | -      | -        | -        | 1,18     | 1213,512 |
| Обратный клапан КОБ – 178  | 552,3   | -       | -     | -       | -      | -        | -        |          |          |
| Износ шурфа на 10 %, м   | 1,56    | -       | -     | 50      | 78     | 672      | 39       | 2409     | 3758,04  |
| Транспортировка труб, т  | 4,91    | -       | -     | 3,4     | 16,69  | 22,2     | 109,002  | 42,7     | 209,657  |
| Транспортировка долот, т   | 6,61    | -       | -     | 1       | 6,61   | 1        | 6,61     | 1        | 6,61     |
| Транспортировка вахт, руб  | 738     |         |       |         |        |          |          |          |          |
| Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб | 0       |         |       | 169,944 |        | 747,883  |          | 5187,779 |          |
| Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб                                 | 8266,31 |         |       | 2431,28 |        | 10111,88 |          | 9773,23  |          |
| Всего по сметному расчету, руб   | 30582,7 |         |       |         |        |          |          |          |          |

Таблица 3.2 - Сметный расчет на крепление скважины

| Наименование затрат  | Стоимость единицы, руб | Направление |        | Кондуктор |        | Эксплуатационная |         |
|--|------------------------|-------------|--------|-----------|--------|------------------|---------|
|  |                        | кол-во      | сумма  | кол-во    | сумма  | кол-во           | сумма   |
| 1  | 2                      | 3           | 4      | 5         | 6      | 7                | 8       |
| Затрат зависящие от времени  |                        |             |        |           |        |                  |         |
| Оплата труда буровой бригады, сут  | 138,19                 | 0,16        | 22,11  | 0,73      | 100,88 | 1,47             | 203,14  |
| Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут | 19,9                   | 0,16        | 3,18   | 0,73      | 14,53  | 1,47             | 29,25   |
| Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут           | 27,67                  | 0,16        | 4,43   | 0,73      | 20,20  | 1,47             | 40,67   |
| Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут                              | 7,54                   | 0,16        | 1,21   | 0,73      | 5,50   | 1,47             | 11,08   |
| Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут                      | 252,86                 | 0,16        | 40,46  | 0,73      | 184,59 | 1,47             | 371,70  |
| Износ бурового инструмента к-т,сут   | 28,51                  | 0,16        | 4,56   | 0,73      | 20,81  | 1,47             | 41,91   |
| Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут                             | 6,95                   | 0,16        | 1,11   | 0,73      | 5,07   | 1,47             | 10,22   |
| Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут                      | 1317                   | 0,16        | 210,72 | 0,73      | 961,41 | 1,47             | 1935,99 |



Продолжение таблицы 3.2

| 1  | 2      | 3      | 4       | 5       | 6      | 7        | 8       |
|--|--------|--------|---------|---------|--------|----------|---------|
| Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут             | 1368   | 0,16   | 205,2   | 0,73    | 998,64 | 1,47     | 2010,96 |
| Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут | 419,4  | 0,16   | 62,91   | 0,73    | 306,16 | 1,47     | 616,52  |
| Плата за подключенную мощность,сут   | 138,89 | 0,16   | 20,8335 | 0,73    | 101,39 | 1,47     | 204,17  |
| Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут                                  | 100,84 | 0,16   | 15,126  | 0,73    | 73,61  | 1,47     | 148,23  |
| Эксплуатация ДВС, сут  | 8,9    | 0,16   | 1,335   | 0,73    | 6,50   | 1,47     | 13,08   |
| Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут  | 100,4  | 0,16   | 15,06   | 0,73    | 73,29  | 1,47     | 147,59  |
| Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут  | 169,29 | 0,16   | 25,3935 | 0,73    | 123,58 | 1,47     | 248,86  |
| Эксплуатация бульдозера, сут   | 18,4   | 0,16   | 2,76    | 0,73    | 13,43  | 1,47     | 27,05   |
| Эксплуатация трактора, сут   | 33,92  | 0,16   | 5,088   | 0,73    | 24,76  | 1,47     | 49,86   |
| Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т                           | 8,21   | 1,7    | 13,957  | 25      | 205,25 | 1,21     | 9,93    |
| Башмак колонный БКМ-324, шт  | 85,5   | 1      | 85,5    | -       | -      | -        | -       |
| Башмак колонный БКМ-245, шт  | 65     | -      | -       | 1       | 65     | -        | -       |
| Башмак колонный БК-146, шт   | 45,5   | -      | -       | -       | -      | 1        | 45,5    |
| Центратор ЦЦ-245/295-324, шт   | 25,4   | -      | -       | 16      | 406,4  | -        | -       |
| Центратор ЦЦ-146/216-245, шт   | 18,7   | -      | -       | -       | -      | 47       | 935     |
| ЦКОДМ-245, шт  | 113,1  | -      | -       | 1       | 113,1  | -        | -       |
| ЦКОДМ-146, шт  | 105    | -      | -       | -       | -      | 1        | 105     |
| Продавочная пробка ПРП-Ц-245, шт   | 59,15  | -      | -       | 1       | 59,15  | -        | -       |
| Продавочная пробка ПРП-Ц-В-102÷146, шт   | 30,12  | -      | -       | -       | -      | 1        | 30,12   |
| Пакер заколонный ПГП-146   | 590,9  |        | -       | -       | -      | 1        | 590,9   |
| Головка цементирующая ГЦУ-245А   | 3320   | -      | -       | 1       | 3320   | -        | -       |
| Головка цементирующая ГЦУ-146А   | 2880   | -      | -       | -       | -      | 1        | 2880    |
| Итого затрат зависящих от времени, без учета транспорнировки вахт, руб             |        | 746,52 |         | 7203,26 |        | 10706,74 |         |
| Затраты зависящие от объема работ  |        |        |         |         |        |          |         |

Продолжение таблицы 3.2

| 1   | 2      | 3         | 4       | 5        | 6        | 7        | 8        |
|---|--------|-----------|---------|----------|----------|----------|----------|
| Обсадные трубы 299х8,5, м   | 37,21  | 50        | 1860,5  | -        | -        | -        | -        |
| Обсадные трубы 219х7,7, м   | 28,53  | -         | -       | 800      | 22824    | -        | -        |
| Обсадные трубы 146х7,0 м  | 25,41  | -         | -       | -        | -        | 80       | 2032,8   |
| Обсадные трубы 146х6,5 м  | 23,67  |           |         |          |          | 10       | 236,7    |
| Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50, т  | 26,84  | 2,79      | 74,8836 | 25,87    | 694,3508 | -        | -        |
| Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-I-100, т                               | 29,95  | -         | -       | -        | -        | 4,38     | 131,181  |
| Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(4-6)-100, т                        | 32     | -         | -       | -        | -        | 50       | 1600     |
| Хлористый кальций, т  | 77,62  | 0,11      | 8,5382  | 1,03     | 79,9486  | 0,193    | 14,98066 |
|   | 145,99 | 2         | 291,98  | 3        | 437,97   | 5        | 729,95   |
| Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп                                      |        |           |         |          |          |          |          |
| Затворение цемента, тампонажный цех, т  | 6,01   | 2,79      | 16,7679 | 25,87    | 155,4787 | 54,8     | 329,348  |
| Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч  | 36,4   | 1         | 36,4    | 1,1      | 40,04    | 1,38     | 50,232   |
| Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп                                    | 87,59  | 1         | 87,59   | 2        | 175,18   | 2        | 175,18   |
| Пробег ЦА-320М, км  | 36,8   | 3         | 110,4   | 8,5      | 312,8    | 13       | 478,4    |
| Пробег ЦСМ, км  | 36,8   | 1         | 36,8    | 3,8      | 139,84   | 4        | 147,2    |
| Пробег СКЦ-2М, км   | 40,8   | -         | -       | -        | -        | 1        | 40,8     |
| Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч   | 15,49  | -         | -       | 16       | 247,84   | 24       | 371,76   |
| Транспортировка обсадных труб, т  | 18,76  | 2,23      | 41,8348 | 21,15    | 396,774  | 73,4     | 1376,984 |
| Транспортировка обсадных труб запаса , т                                      | 37,52  | 0,2       | 7,504   | 44,02    | 33,77    | 2        | 4,8      |
| Транспортировка вахт, руб   | 738    |           |         |          |          |          |          |
| Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспорнировки вахт, руб |        | 2573,2    |         | 25538    |          | 55704,92 |          |
| Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб                             |        | 3337,72   |         | 32741,26 |          | 66411,66 |          |
| Всего по сметному расчету, руб  |        | 103228,64 |         |          |          |          |          |

Таблица 3.3 – Сводный сметный расчет

| Наименование затрат  | Стоимость,<br>рублей |
|--|----------------------|
| 1  | 2                    |
| <b>Глава 1</b>   |                      |
| <b>Подготовительные работы к строительству скважины</b>  |                      |
| Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.   | 61124                |
| Разработка трубопроводов линий передач и др.   | 229                  |
| Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания  | 1071                 |
| <b>Итого по главе 1</b>  | <b>62424</b>         |
| <b>Глава 2</b>   |                      |
| <b>Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины</b> |                      |
| Строительство и монтаж без транспортировки рабочих   | 151301               |
| Разборка и демонтаж  | 1210                 |
| Монтаж установки для освоения скважины   | 450                  |
| Демонтаж установки для освоения скважины   | 140                  |
| <b>Итого по главе 2</b>  | <b>153101</b>        |
| <b>Глава 3</b>   |                      |
| <b>Бурение и крепление скважины</b>  |                      |
| Бурение скважины   | 30583                |
| Крепление скважины   | 103229               |
| <b>Итого по главе 3</b>  | <b>133812</b>        |
| <b>Глава 4</b>   |                      |
| <b>Испытание скважины на продуктивность</b>  |                      |
| Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне  | 12844                |
| <b>Итого по главе 4</b>  | <b>12844</b>         |
| <b>Глава 5</b>   |                      |
| <b>Промыслово-геофизические исследования</b>   |                      |
| Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)   | 36942                |
| <b>Итого по главе 5</b>  | <b>36942</b>         |
| <b>Глава 6</b>   |                      |
| <b>Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период</b>   |                      |
| Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)   | 9829                 |

Продолжение таблицы 3.3

| 1  | 2             |
|--|---------------|
| Эксплуатация котельной   | 2935          |
| <b>Итого по главе 6</b>  | <b>12764</b>  |
| <b>Итого по главам 1-6</b>   | <b>411887</b> |
| <b>Глава 7</b>   |               |
| <b>Накладные расходы</b>   |               |
| Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6) | 67549         |
| <b>Итого по главе 7</b>  | <b>67549</b>  |
| <b>Глава 8</b>   |               |
| Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)        | 38354         |
| <b>Итого по главе 8</b>  | <b>38354</b>  |
| <b>Глава 9</b>   |               |
| <b>Прочие работы и затраты</b>   |               |
| Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)   | 23818         |
| Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав 1-8)                  | 15015         |
| Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав 1- 8)                        | 9320          |
| Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав 3-4) Топографо-геодезические работы          | 220           |
| Скважины на воду   | 123           |
|  | 4771          |
| <b>Итого по главе 9</b>  | <b>53267</b>  |
| <b>Итого по главам 1-9</b>   | <b>571057</b> |
| <b>Глава 10</b>  |               |
| Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)   | 1142          |
| <b>Итого по главе 10</b>   | <b>1142</b>   |
| <b>Глава 11</b>  |               |
| <b>Проектные и исследовательские работы</b>  |               |
| Изыскательские работы Проектные работы   | 790           |
|  | 3830          |
| <b>Итого по главе 11</b>   | <b>4620</b>   |
| <b>Глава 12</b>  |               |
| <b>Резерв средств на непредвиденные работы и затраты</b>                               |               |
| Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)             | 28841         |
| <b>Итого по главе 12</b>   | <b>28841</b>  |

Продолжение таблицы 3.3

| 1  | 2                |
|--|------------------|
| <b>Итого по сводному сметному расчету</b>  | <b>605660</b>    |
| Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 204,2 | <b>123675772</b> |
| НДС 18%  | <b>22261639</b>  |
| <b>Итого в ценах 2019 года с учетом коэффициента</b>   | <b>145937411</b> |